

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

*Escuela Politécnica Superior*

*Departamento de Ingeniería Térmica y Fluidos*



Trabajo de Fin de Grado:

**Estudio termoeconómico de centrales  
térmicas basadas en células de  
combustible de carbón**

**Autor:** Luca Varni Cittadini

**Profesor:** Javier Villa Briongos

**Titulación:** Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

Leganés, septiembre de 2016.



## ***Estudio termoeconómico de centrales térmicas basadas en células de combustible de carbón.***

### **RESUMEN.**

El objetivo de este Proyecto de Fin de Grado es estudiar desde un punto de vista térmico, medioambiental y económico la viabilidad de una planta térmica basada en pilas de combustible alimentadas por carbón sólido.

Para dicho estudio se tratará la tecnología de las pilas de combustible en su estado actual de desarrollo. En concreto, las pilas de combustible alimentadas por carbón se encuentran todavía en la fase de desarrollo e investigación, y es necesario invertir mayor capital en su sector para poder aprovechar todo su potencial.

La central térmica estudiada será lo más similar posible a una central convencional alimentada por carbón que estuvo en funcionamiento hasta hace pocos años en Cercs, Barcelona, con una capacidad de diseño de 162 MW. Sobre esa central se explicarán las modificaciones que sería necesario realizar para adaptarla a la tecnología de las pilas de combustible, que de manera simplificada consiste en sustituir la caldera por una isla de pilas de combustible de carbonatos fundidos para así generar electricidad por cogeneración tanto a través de la pila como mediante el aprovechamiento del calor de los gases de escape con una turbina de vapor.

A continuación se realiza una comparación entre la central convencional y la central teórica que funcionaría con esta tecnología innovadora que suponen las pilas de combustible de carbón, teniendo en cuenta que ambas centrales trabajan en igualdad de condiciones (mismo combustible, misma potencia de diseño, etc).

Finalmente, habiendo estudiado las ventajas y desventajas de la central teórica, se extraen conclusiones sobre la viabilidad de llevar a la práctica una central de este tipo en la actualidad y se desarrollan los puntos críticos que deben solventarse para conseguirlo.



## *Estudio termoeconómico de centrales térmicas basadas en células de combustible de carbón.*

### **ABSTRACT.**

The objective of this project is to study the viability of a thermal plant based on direct carbon fuel cells fed by solid coal, from the thermal, environmental and economic point of view.

In order to perform said study, fuel cells' technology will be treated in its current state of development. Specifically, direct carbón fuel cells fed by coal are still under development and investigation, and it is necessary to invest more capital in this sector to be able to take advantage of their full potential.

The thermal plant studied will be as similar as possible to a conventional thermal plant that worked until recent years in Cercs, Barcelona, with a designed power output equal to 162 MW. Upon said plant the required modifications to adapt it to the fuel cell technology shall be explained, which in a simplified description consist in the substitution of the heater for an island of molten carbonate fuel cells in order to produce electricity via cogeneration both through the cell and from the residual heat contained in the escape gases with a steam turbine.

Then, a comparison between the conventional plant and the theoretical, fuel cell based plant will be performed, having into account that both plants work under the same conditions (same fuel, same designed power output, etc).

Finally, having studied the theoretical plant's advantages and disadvantages, it is discussed whether it is possible or not to bring such a thermal plant to reality nowadays and the critical points that would need to be solved to achieve it are mentioned.



## **Índice**

<b>Capítulo</b>	<b>Página</b>
1. Introducción .....	1
2. La célula de combustible .....	2
3. Células de combustible de carbón .....	4
3.1. Diseños de DCFC más convenientes para su aplicación a una central térmica .....	10
3.2. Introducción a la célula de combustible de carbonatos fundidos (MCFC) .....	10
3.3. Modificaciones aplicables al módulo DFC3000 para que pueda ser alimentado por carbón sólido .....	12
4. Implementación de una pila de combustible en una central térmica .....	14
4.1. La pila de combustible de carbón con electrolito de carbonatos fundidos .....	17
4.2. Flujos de entrada y salida a la DCFC .....	22
4.3. Intercambiadores de calor .....	25
4.4. Ciclo de vapor .....	26
4.5. Isla de captura del CO <sub>2</sub> .....	27
4.6. Plano general de la central basada en DCFC .....	27
4.7. Eficiencia final de la central basada en DCFC .....	28
4.8. Análisis de sensibilidad de parámetros de la pila de combustible .....	28
5. Estudio medioambiental .....	39
6. Estudio económico .....	42
7. Conclusiones .....	54
8. Bibliografía .....	56
9. Anexo .....	59



## Índice de figuras

<b>Figura</b>	<b>Página</b>
Figura 1. Principio básico de operación de una pila de combustible .....	3
Figura 2. Concentración de CO <sub>2</sub> en la atmósfera .....	5
Figura 3. Eficiencias teóricas de distintas centrales térmicas .....	6
Figura 4. Comparación entre antracita y carbón bituminoso .....	9
Figura 5. MCFC inclinada propuesta por Cooper .....	11
Figura 6. Esquema simplificado de la central teórica basada en DCFC .....	14
Figura 7. Esquema simplificado de una central convencional de carbón .....	15
Figura 8a. Diagrama esquemático de la DCFC .....	18
Figura 8b. Vista superior del ánodo .....	18
Tabla 1. Ecuaciones de la pila de combustible .....	21
Tabla 2. Ecuaciones para el dosado .....	24
Tabla 3. Ecuaciones para transmisión de energía al ciclo de vapor .....	26
Figura 9. Información de puntos de la central basada en DCFC .....	27
Figura 10. Análisis de sensibilidad: voltaje contra temperatura.....	29
Figura 11. Análisis de sensibilidad: potencia contra temperatura.....	30
Figura 12. Análisis de sensibilidad: eficiencia contra temperatura .....	31
Figura 13. Análisis de sensibilidad: voltaje contra densidad de corriente .....	32
Figura 14. Análisis de sensibilidad: potencia contra densidad de corriente .....	33
Figura 15. Análisis de sensibilidad: eficiencia contra densidad de corriente .....	34



## ***Estudio termoeconómico de centrales térmicas basadas en células de combustible de carbón.***

Figura 16. Análisis de sensibilidad: pérdidas de activación en cátodo frente a densidad de corriente a distintas temperaturas .....	35
Figura 17. Análisis de sensibilidad: pérdidas de activación en ánodo frente a densidad de corriente a distintas temperaturas .....	36
Figura 18. Análisis de sensibilidad: pérdidas de concentración frente a densidad de corriente a distintas temperaturas .....	37
Figura 19. Análisis de sensibilidad: pérdidas óhmicas frente a densidad de corriente a distintas temperaturas .....	38
Figura 20. Datos de central convencional .....	41
Figura 21. Comparación de emisiones entre ambas centrales .....	42
Figura 22. Vista aérea de Gyeonggi Green Energy facility .....	43
Figura 23. Fotografía de Gyeonggi Green Energy facility .....	44
Figura 24. Coste aproximado de los componentes de la central de Cercs .....	47
Figura 25. Coste aproximado de los componentes de la central basada en DCFC ...	49
Figura 26. Balance de ganancias de las dos centrales .....	50
Figura 27. Balance de ganancias de las dos centrales suponiendo captura en ambas .....	52



## ***Estudio termoeconómico de centrales térmicas basadas en células de combustible de carbón.***

### **1. INTRODUCCIÓN.**

Las pilas o células de combustible han sido desarrolladas como sustitutos potenciales de formas de generación de energía menos eficientes desde el año 1960, aunque la primera pila de combustible fue demostrada por Sir William Grove en 1839[1], [2]. El motivo por el que no se profundizó en su desarrollo hasta aproximadamente un siglo después fue la posibilidad de trabajar con fuentes de energía primaria abundantes de manera libre y barata.

Desde los primeros años de experimentación con esta tecnología se han desarrollado numerosas y variadas versiones de estos dispositivos. Sus aplicaciones son enormes y abarcan un amplio rango, desde la generación de potencia a gran escala (del orden de los megavatios), hasta la batería portátil, pasando por su implementación en medios de transporte y sistemas de distribución de calor en zonas residenciales.

Las temperaturas de operación de las células de combustible por tanto son también muy variadas, pudiéndose encontrar dispositivos que trabajan a temperatura ambiente y otros que superan los 1000 °C. En consecuencia el diseño y los materiales con los que se fabrica la pila son igualmente diversos [3].

La investigación en pilas de combustible se encuentra en un estado inicial tanto a nivel tecnológico como comercial, ya que aún existen problemas que deben solventarse para que sean más atractivas económicamente, especialmente en lo referente a su tiempo de vida y coste de operación. Estos sistemas pueden llegar a producir cantidades de potencia reducidas, de 2 ó 3 W [4], o cantidades mucho mayores que alcanzan varios megavatios [5].

Es habitual en esta forma de producción de potencia que para alcanzar los valores deseados sea necesario conectar en serie o paralelo múltiples módulos de celdas de combustible, dichos módulos conteniendo a su vez una conexión en serie de varias celdas. Esta estructura modular ofrece mayor libertad a la hora de instalar el sistema en un espacio reducido, flexibilidad y durabilidad [6].

En este proyecto se estudiará la implementación de una pila de combustible alimentada por carbón en una planta térmica para generación de electricidad a gran escala, centrándose en un diseño concretamente apropiado para tal fin, y tratándose tanto las ventajas como los puntos críticos tecnológicos que deben solventarse para poder convertir esta tecnología en una realidad.



## **2. LA CÉLULA DE COMBUSTIBLE.**

La célula de combustible, también llamada pila o celda de combustible, es un dispositivo electroquímico capaz de generar corriente eléctrica y calor mediante una reacción química consistente en la oxidación de un combustible usando el oxígeno del aire o algún otro agente oxidante. Se diferencian de las baterías convencionales en el hecho de que son capaces de mantener la reacción de forma continua mientras se sigan suministrando el combustible y el oxidante.

Todas las pilas de combustible constan de dos electrodos, uno negativo y uno positivo, llamados ánodo y cátodo respectivamente, y también de un electrolito que solo permite el paso de especies iónicas. En el lado del ánodo se encuentra el combustible, que se oxida por medio de un catalizador produciéndose electrones, de carga negativa, e iones cargados positivamente que son transportados a través del electrolito al cátodo, donde se encuentra el agente oxidante que suele ser aire. Dependiendo del tipo de pila de combustible, alternativamente podría ocurrir que en el ánodo se produzca la formación del compuesto resultante de la unión entre el combustible y las especies iónicas transportadas a través del electrolito desde el cátodo. El electrolito se diseña específicamente para que permita el paso de los iones de combustible pero no el de los electrones, que viajan a través de un cable que pone en contacto el ánodo con el cátodo, por lo que se produce corriente eléctrica. Cuando los iones y los electrones alcanzan el otro lado de la pila reaccionan formando agua o dióxido de carbono, en función de si el combustible es hidrógeno u otra fuente de energía que contenga carbono (figura 1) [6].



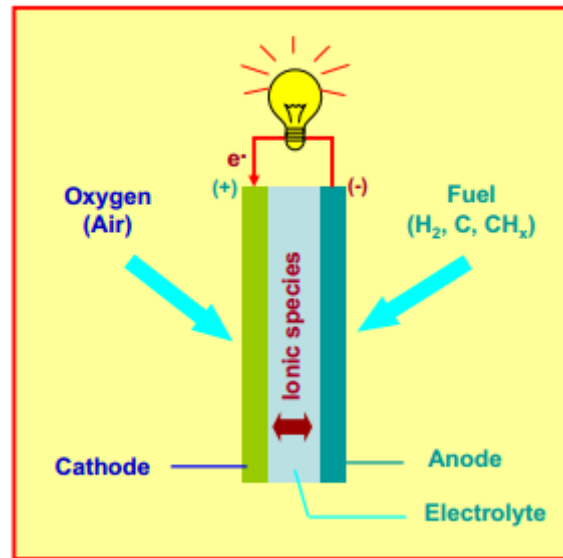


Figura 1. Principio básico de operación de una pila de combustible [6].

La eficiencia teórica de una pila de combustible oscila entre el 40 y 60% debido principalmente a la ausencia de combustión y partes mecánicas, por lo que no están limitadas por la eficiencia del ciclo de Carnot, a diferencia de otros métodos que se basan en gradientes de presión y temperatura para convertir la energía química en cinética y a continuación en eléctrica.

Sin embargo, pueden llegar a alcanzarse valores de rendimiento del 85% mediante cogeneración si el calor expulsado se aprovecha en vez de dejar que se convierta en pérdidas [7]. Otras ventajas de esta tecnología son: altas densidades energéticas, bajas emisiones de partículas y gases, baja contaminación acústica y alta calidad de la potencia suministrada (no hay saltos en la producción).

Uno de los elementos clave a la hora de diseñar una pila de combustible es el electrolito. Esta parte de la pila aún se encuentra en fase de investigación y desarrollo, pero existen diversos tipos de pilas en función del diseño del electrolito y del combustible suministrado:

- Pila de combustible alcalina (*Alkaline Fuel Cell* o AFC).
- Pila de combustible con membrana polimérica electrolítica (*Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell* o PEMFC).
- Pila de combustible directa de hidrógeno (*Direct Hydrogen Fuel Cell* o DHFC).
- Pila de combustible directa de metano (*Direct Methanol Fuel Cell* o DMFC).
- Pila de combustible directa de etano (*Direct Ethanol Fuel Cell* o DEFC).
- Pila de combustible regeneradora (*Regenerative or Unitised Fuel Cell*).



## ***Estudio termoeconómico de centrales térmicas basadas en células de combustible de carbón.***

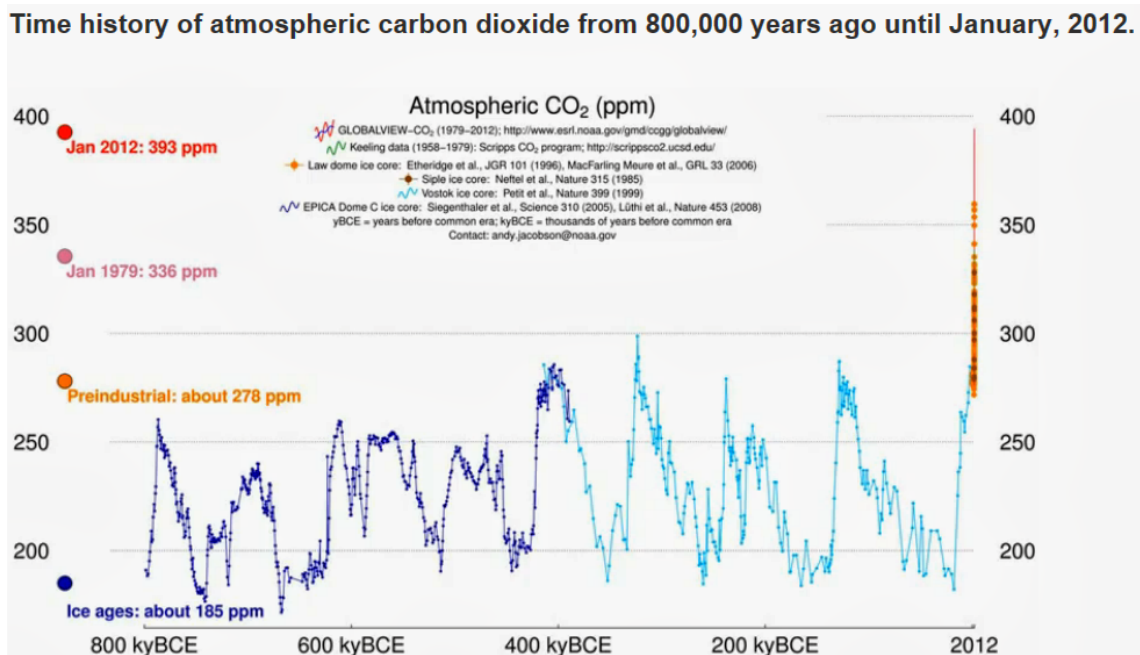
- Pila de combustible indirecta de metano o etano (*Indirect Methanol or Ethanol Fuel Cell*).
- Pila de combustible de ácido fosfórico (*Phosphoric Acid Fuel Cell* o PAFC).
- Pila de combustible de carbonato fundido (*Molten Carbonate Fuel Cell* o MCFC).
- Pila de combustible de óxido sólido (*Solid Oxide Fuel Cell* o SOFC).
- Pila de combustible directa de borohidruro (*Direct Borohydride Fuel Cell* o DBFC).

En este proyecto se tratará sin embargo la llamada pila de combustible directa de carbono (*Direct Carbon Fuel Cell* o DCFC) cuya estructura básica es igual a las anteriores (ya que contiene un cátodo, un ánodo y un electrolito), pero su principal diferencia es que en vez de ser alimentadas con combustibles líquidos o gaseosos, en el ánodo se introduce un combustible sólido que reacciona directamente en el electrodo formando como producto gases de escape. Es interesante estudiar el empleo de carbón en este tipo de celdas de combustible por los motivos que se tratarán a continuación.

### **3. CÉLULAS DE COMBUSTIBLE DE CARBÓN.**

La energía, en particular eléctrica, es uno de los componentes críticos de cualquier economía industrial, estando la mayoría basadas en aquellas fuentes de energía que abundan en el mercado y sean más baratas. En este aspecto, el carbón continúa siendo la principal opción para la generación de electricidad al ser el combustible más abundante, económico y mundialmente distribuido. Actualmente el carbón representa más del 30% del consumo en energía primaria global, porcentaje que se espera que se mantenga estable hasta el año 2040 de acuerdo con las perspectivas de energía publicadas por la administración de información energética de Estados Unidos en 2015 [8]. Esto se debe principalmente a la relativa facilidad de almacenamiento de dicho combustible, y al hecho de que su conversión en energía eléctrica se puede llevar a cabo rápidamente en función de la demanda, independientemente de factores externos tales como el clima local o la estación del año. A pesar de que el carbón no requiera especiales tratamientos o precauciones a la hora de almacenarlo, sí que requiere más espacio que otros combustibles y además su traslado hasta la planta térmica suele ser algo más complejo.

Durante los últimos años la conversión del carbón en energía se ha llevado a cabo principalmente en centrales térmicas convencionales, lo que ha llevado a una situación en la que la concentración de dióxido de carbono en la atmósfera es de casi 400 partes por millón, valor muy superior a cualquier otro registrado anteriormente. Esta situación se puede ver reflejada en la figura 2.



*Figura 2. Concentración de CO<sub>2</sub> en la atmósfera [9].*

Aunque actualmente se están desarrollando nuevas tecnologías basadas en carbón que reducen drásticamente las emisiones de dióxido de carbono, tales como la oxidación, centrales supercríticas y ultracríticas o motores de inyección directa de carbón, desarrollar aún más estas tecnologías que permiten una generación sostenible de potencia es todavía un objetivo mundial.

Las células de combustible directas de carbono (DCFC por su traducción del inglés: "Direct Carbon Fuel Cells") son una tecnología emergente que tiene el potencial de doblar la eficiencia eléctrica y reducir en gran medida las emisiones de gases contaminantes producidas por la centrales térmicas convencionales. La primera demostración a gran escala de esta tecnología la realizó William Jacques en 1896 [10], y años más tarde, en 1945 Howard [11] y en 1968 Liebhafsky [12], publicaron los primeros artículos sobre experimentos realizados sobre las pilas de combustible de carbono. En estos dispositivos el carbón se oxida en vez de ser quemado, siguiendo el

funcionamiento explicado anteriormente de las pilas de combustible. Los altos rendimientos teóricos obtenidos son fruto del hecho de que no están limitados por el rendimiento del ciclo de Carnot y por la ausencia de elementos móviles. En la siguiente imagen se puede observar una comparación entre las eficiencias teóricas de centrales térmicas basadas en distintas formas de producción de energía (Figura 3).

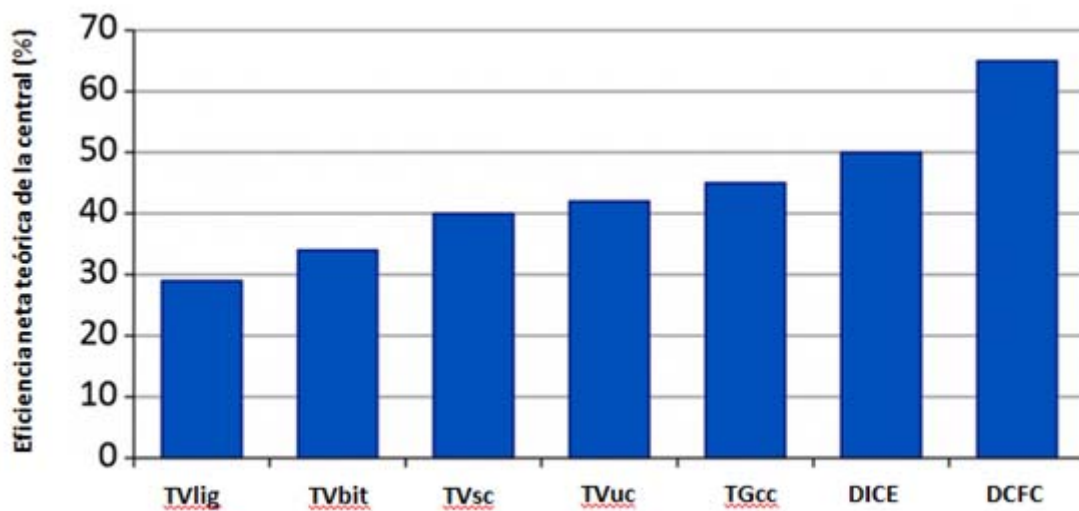


Figura 3. Eficiencias teóricas de distintas centrales térmicas [13].

Notas:

TVlig = Turbina de vapor con combustible lignito

TVbit = Turbina de vapor con combustible carbón bituminoso

TVsc = Turbina de vapor supercrítica

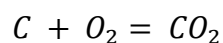
TVuc = Turbina de vapor ultra-supercrítica

TGcc = Turbina de gas de ciclo combinado

DICE = Motor de carbón de inyección directa ("Direct Injection Coal Engine")

DCFC = Pila de combustible de carbón ("Direct Carbon Fuel Cell")

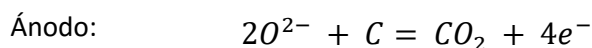
Para que la pila de combustible funcione a su máximo rendimiento la ecuación general de la reacción total de la pila debe ser:





## ***Estudio termoeconómico de centrales térmicas basadas en células de combustible de carbón.***

Mientras que las reacciones en cada celda serían:



Algunos puntos clave que diferencian a la pila de combustible de carbón de otros diseños de pila de combustible son los siguientes:

- Temperatura de operación alta, entre 500 °C y 1000 °C, convirtiendo la energía química del carbón sólido directamente en electricidad a través de la oxidación electroquímica.
- El porcentaje de utilización del carbón puede alcanzar prácticamente el 100%, dado que el producto resultante se encuentra en una fase diferente (gaseosa), por lo que la separación es fácil, pudiéndose reutilizar el carbón que no ha reaccionado.
- La eficiencia teórica es alta, cercana al 100%.
- El producto producido por la reacción es casi exclusivamente CO<sub>2</sub> y agua, por lo que no es necesario en principio realizar un proceso de separación de gases y es posible su captura sin reducciones significativas en rendimiento, y sin altos costes. Sin embargo, algunos métodos basados en la pila de combustible de carbón modificados para obtener mayores temperaturas del gas, tales como las pilas de carbón de óxido sólido, producen gases de escape que, aunque poseen una alta concentración de CO<sub>2</sub>, no son totalmente puros. Por ello en estos casos sí que sería necesario un proceso de separación, como por ejemplo el método de separación criogénica. Este trabajo se centra en la llamada pila de carbón de sales fundidas, que no requiere de estas técnicas ya que el flujo de gases producido está constituido por un 61,737% de CO<sub>2</sub>, un 37,269% de H<sub>2</sub>O, y un porcentaje menor al 1% de SO<sub>2</sub> y N<sub>2</sub>.
- El sistema de abastecimiento del combustible sólido puede ser más complejo que el de las pilas alimentadas por combustibles líquidos o gaseosos.

Anteriormente se discutieron los distintos tipos de pila de combustible existentes hoy en día en el mercado, dentro de los cuales se encuentra la pila de combustible de carbono alimentada por carbón (DCFC). A continuación se realizará una subdivisión de estas pilas en concreto, siendo tres las familias básicas de DCFC en desarrollo en función del electrolito utilizado. Además, dentro de cada tipo existe otra clasificación en función del material y diseño del ánodo [6]:

Combustible / Ánodo	Electrolito	Cátodo	Temperatura de operación (°C)
Barra de grafito sólido como combustible y ánodo  $C + 4OH^- = 2H_2O + CO_2 + 4e^-$	Hidróxidos fundidos  $OH^-$	Aire como oxidante  $O_2 + 2H_2O + 4e^- = 4OH^-$	500-600
Partículas de carbono  $C + 2CO_3^{2-} = 3CO_2 + 4e^-$	Carbonatos fundidos  $CO_3^{2-}$	Aire como oxidante  $O_2 + 2CO_2 + 4e^- = 2CO_3^{2-}$	800
Partículas de carbono en lecho fluidizado  $C + 2O_2 = CO_2 + 4e^-$	Cerámica conductora de iones oxígeno (Similar al usado en las pilas de combustible de óxido sólido, o SOFC)  $O^{2-}$	Aire como oxidante  $O_2 + 4e^- = 2O^{2-}$	700-900
Estaño fundido y carbono  <ul style="list-style-type: none"> <li><math>Sn + 2O^{2-} = SnO_2 + 4e^-</math></li> <li><math>SnO_2 + C = Sn + CO_2</math></li> </ul>		Aire como oxidante  $O_2 + 4e^- = 2O^{2-}$	
Sales fundidas y partículas de carbono  $C + 2O_2 = CO_2 + 4e^-$		Aire como oxidante  $O_2 + 4e^- = 2O^{2-}$	

Como ya se ha indicado, en este trabajo se tratará en detalle la pila de combustible de carbonatos fundidos, usando como combustible carbón sólido. Los cálculos realizados serán teóricos porque actualmente la tecnología de la pila de combustible de carbonatos fundidos capaz de funcionar con un combustible sólido se encuentra en etapa de investigación. La tecnología más cercana que ya se comercializa es la pila de combustible de carbonatos fundidos usando combustibles gaseosos. Las modificaciones necesarias para poder usar carbón se verán con mayor detenimiento más adelante.

Una vez mencionadas las ventajas del uso de carbón sólido como combustible en una célula de combustible, es interesante estudiar qué tipo de carbón es más rentable. Tras realizarse experimentos con distintos tipos de carbón para comprobar cuál resultaba ser más eficiente usando DCFCs, se llegó a la conclusión de que las pilas de combustible operan mejor con carbón bituminoso debido a su alto nivel de volatilidad y su bajo contenido de azufre. También se comprobó que niveles bajos de ceniza son preferibles especialmente para cuestiones de mantenimiento a largo plazo, aunque ciertas cantidades pequeñas de ceniza pueden ser beneficiosas para el rendimiento por aumento de área de contacto [14]. En la figura 4 se muestra una comparación entre el carbón bituminoso y la antracita, donde se ve reflejado el aumento de la potencia extraída de la DCFC para menores concentraciones de azufre y ceniza, y para mayores índices de volatilidad.

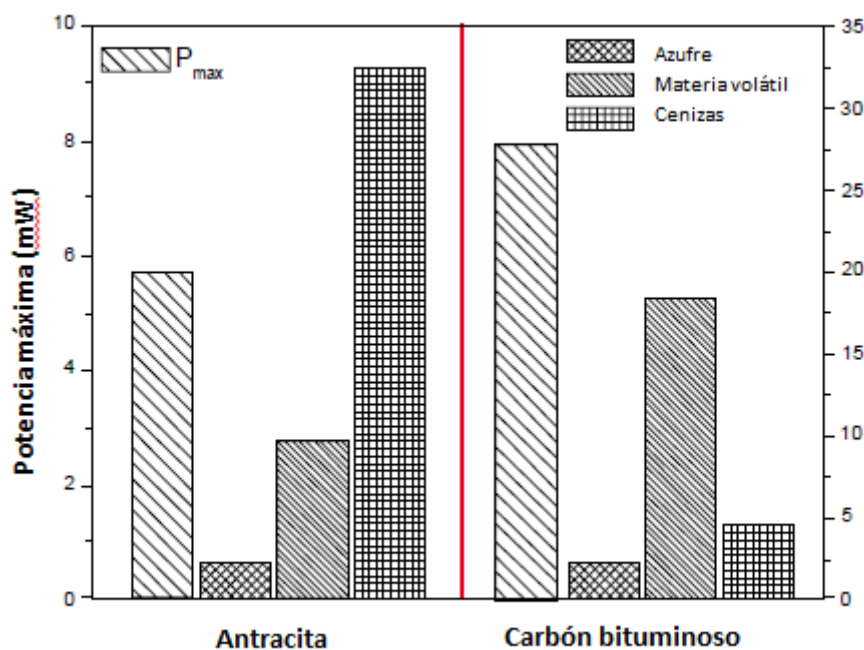


Figura 4. Comparación entre antracita y carbón bituminoso [14].





## ***Estudio termoeconómico de centrales térmicas basadas en células de combustible de carbón.***

A pesar de ello, en este proyecto se simulará una planta basada en DCFC que trabajará con lignito, que aunque no es tan conveniente como el carbón bituminoso, es el que se empleó en la central convencional con la cual se comparará la central teórica.

### **3.1. DISEÑOS DE DCFC MÁS CONVENIENTES PARA SU APLICACIÓN A UNA CENTRAL TÉRMICA.**

Dentro de los muchos diseños existentes de las pilas de combustible de carbón, aquellos más recomendables para ser estudiados cuando se plantea su posible implementación en la generación de electricidad a gran escala son los que trabajan a temperaturas más altas. Al trabajar a temperaturas mayores los gases producidos también se encontrarán más calientes y se puede compaginar esta tecnología con turbinas de las cuales se extraerá electricidad, aplicándose cogeneración. Siguiendo esta estrategia se pueden obtener rendimientos globales de la central ampliamente superiores a los de las plantas térmicas convencionales con producciones teóricas de potencia similares, aunque existen puntos críticos en la central basada en DCFC que deben superarse para que la implementación sea posible.

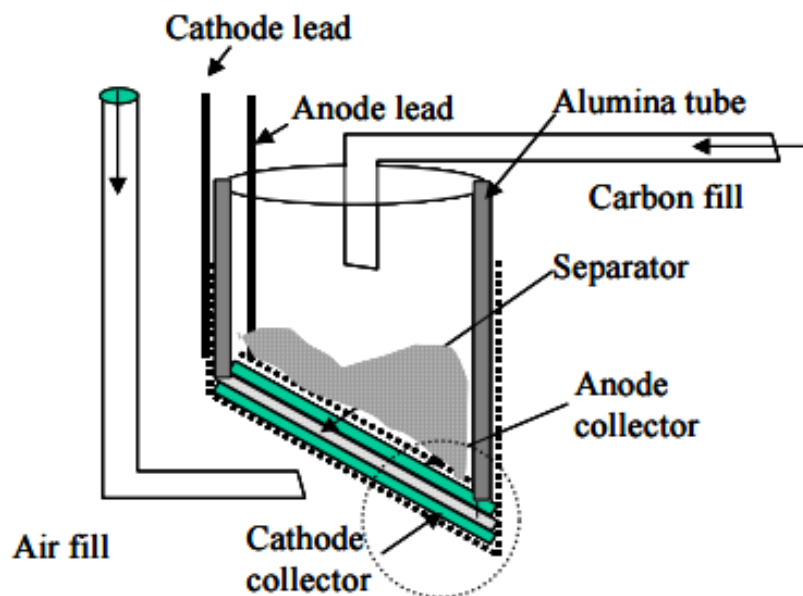
En este trabajo se estudiará una central basada en una pila de combustible de carbono alimentada por carbón con electrolito de carbonatos fundidos (MCFC por sus siglas en inglés: Molten Carbonate Fuel Cell). Además, se la comparará con una central térmica convencional para ilustrar las ventajas comentadas anteriormente.

### **3.2. INTRODUCCIÓN A LA CÉLULA DE COMBUSTIBLE DE CARBONATOS FUNDIDOS (MCFC)**

Este tipo de tecnología se ha usado habitualmente con combustibles gaseosos, sin embargo mediante las modificaciones apropiadas es posible alimentarla con combustibles fósiles sólidos como el carbón, alcanzándose eficiencias en torno al 80% con aproximadamente un 100% de utilización del carbón [15]. Dichas modificaciones consisten principalmente en el uso de un óxido sólido, por lo que la pila resultante es una mezcla entre la tecnología de carbonatos fundidos y la de óxidos sólidos. En la figura 5 se puede observar un diseño propuesto por John F. Cooper [16], y por otro lado los doctores Balachov y Dubois también han desarrollado esta tecnología en “SRI International”[17]. El carbón es suministrado en forma de finas partículas mezclado con carbonato fundido, y la estructura inclinada permite el drenaje del exceso del electrolito fundido para evitar que el cátodo se inunde, así como la realimentación continua de la mezcla carbonatada.

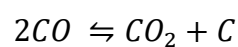


El uso de carbonatos fundidos como electrolito tiene una serie de ventajas tales como estabilidad del CO<sub>2</sub> a largo plazo [14], la catálisis en la oxidación del carbono [19], y la alta conductividad iónica. Además, debido al alto punto de fusión de los carbonatos (en torno a 600 y 850 °C) la pila trabajará a altas temperaturas, los gases de escape estarán calientes y se podrá aplicar cogeneración.



*Figura 5. MCFC inclinada propuesta por Cooper [16].*

Algunos de los problemas técnicos fundamentales actualmente en este tipo de DCFC son la pérdida de eficacia del cátodo con el tiempo, un tiempo de vida reducido (tras las últimas mejoras se encuentra en torno a los 10 años), dificultades asociadas a la entrega del combustible en la central, y la necesidad de mantener la celda de combustible polarizada constantemente para evitar la reacción de Boudouard inversa [6], [18], [20], [21]:





## ***Estudio termoeconómico de centrales térmicas basadas en células de combustible de carbón.***

Actualmente no existe ninguna célula de combustible de sales fundidas alimentada por carbón sólido que se esté comercializando, y el diseño de Cooper y el de Balachov y Dubois son prototipos que aún necesitan mejorarse y financiarse para poder estar disponibles al público. Sin embargo esta misma tecnología, aunque alimentada por combustibles gaseosos, sí se encuentra en la etapa de ser comercializada. La compañía FuelCell Energy, por ejemplo, vende módulos de distintos tamaños de pilas de combustible alimentadas por metano o gases derivados del carbón. Uno de esos módulos alcanza una potencia de 2,8 MW, es el llamado “DFC3000”. En este proyecto se usarán esos módulos para realizar los estudios económicos y ambientales de la central teórica planteada, pero en el siguiente apartado se tratarán algunas de las modificaciones necesarias que habría que aplicar a los módulos de FuelCell Energy para que se aproximasen a los prototipos mencionados anteriormente, capaces de funcionar con carbón sólido.

### **3.3. MODIFICACIONES APLICABLES AL MÓDULO DFC3000 PARA QUE PUEDA SER ALIMENTADO POR CARBÓN SÓLIDO.**

La principal diferencia entre el prototipo alimentado por carbón sólido y la pila de sales fundidas convencional, alimentada por combustibles gaseosos es la inclinación de la que consta el diseño de Cooper. Dicha inclinación posibilita que el electrolito (las sales fundidas carbonatadas) que es introducido entre los conductores anódico y catódico se distribuya por el separador cerámico poroso y también por la superficie del colector anódico y se mezcle mejor con el carbón sólido pulverizado introducido por un tubo, conducido por un gas inerte como helio, neón o argón, o en su defecto un gas no reactivo como por ejemplo el nitrógeno. Además, el exceso de sales fundidas se eliminará por la acción de la gravedad gracias a esta inclinación por el punto más bajo de la pila de combustible. La fracción entre el electrolito y las partículas de carbono del combustible suele estar en torno al 20% y el 50 %, sin embargo puede llegar a ser inferior al 20% incluso. La mezcla fluirá por la acción de la gravedad independientemente de dicha fracción en la composición de la mezcla. La inclinación del suelo de la pila, que está formado por el colector anódico, un separador cerámico y el colector anódico, debe encontrarse entre los 15° y los 60°.

Otra diferencia entre el diseño alimentado por combustible sólido y el alimentado por combustible gaseoso es el hecho de que el carbón sólido incluye cenizas en su composición, por lo que es necesario incluir un sistema eliminador de cenizas en el diseño de FuelCell Energy para que las sales fundidas que escapen de la pila puedan ser reutilizadas. En este punto también se aprovecha para enfriar las sales fundidas cediendo su calor al ciclo de la turbina de vapor, como se explicará más adelante.



## ***Estudio termoeconómico de centrales térmicas basadas en células de combustible de carbón.***

Los materiales con los que deberían producirse los módulos que soporten carbón sólido serían diferentes a los materiales con los que se fabrican los módulos DFC3000. La clave consiste en encontrar materiales capaces de soportar las altas temperaturas que alcanza la pila de combustible y que tengan el mayor tiempo de vida útil posible. Para el colector anódico es habitual el uso de aleaciones de níquel, compuestas por un 2%-10% de cromo o aluminio. Estas aleaciones permiten la formación de  $\text{LiCrO}_2/\text{LiAlO}_2$  en los bordes de grano, lo que aumenta la resistencia de los materiales a la deformación por fluencia lenta y previene la sinterización del ánodo a esas altas temperaturas. El colector catódico, por otro lado, puede ser de óxido de níquel litiado o, según estudios recientes, puede estar constituido por una aleación de  $\text{LiFeO}_2\text{-LiCoO}_2\text{-NiO}$ . Tanto el ánodo como el cátodo deben ser porosos. Actualmente, los prototipos de pilas de carbón en investigación pueden alcanzar temperaturas en torno a los 900 °C, mientras que los módulos creados por FuelCell Energy pueden soportar un máximo de 650 °C, por lo que sería necesario implementar los materiales usados en los prototipos para que pudiesen soportar la temperatura de operación seleccionada en este trabajo [7].

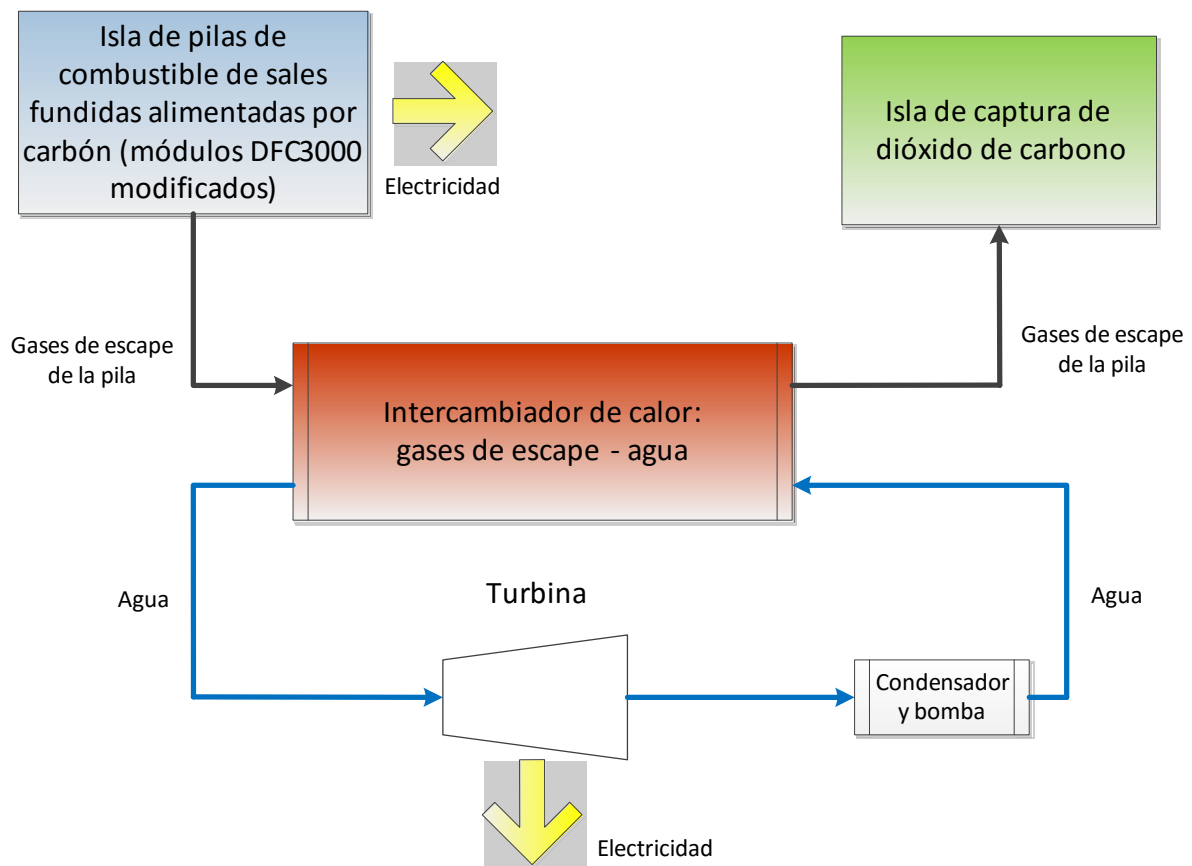
El electrolito sí es el mismo en ambos diseños independientemente de si el combustible es sólido o gaseoso, y se emplea una mezcla de sales fundidas con la siguiente composición: 38% de  $\text{Li}_2\text{CO}_3$  y 62% de  $\text{K}_2\text{CO}_3$ . Estas fracciones molares en las sales garantizan el menor grado de corrosión.

Por último, el separador cerámico poroso puede estar constituido por  $\text{ZrO}_2$ ,  $\text{MgO}$ ,  $\text{LiAlO}_2$ ,  $\text{CaO}$  o  $\text{Al}_2\text{O}_3$  [16], [22].

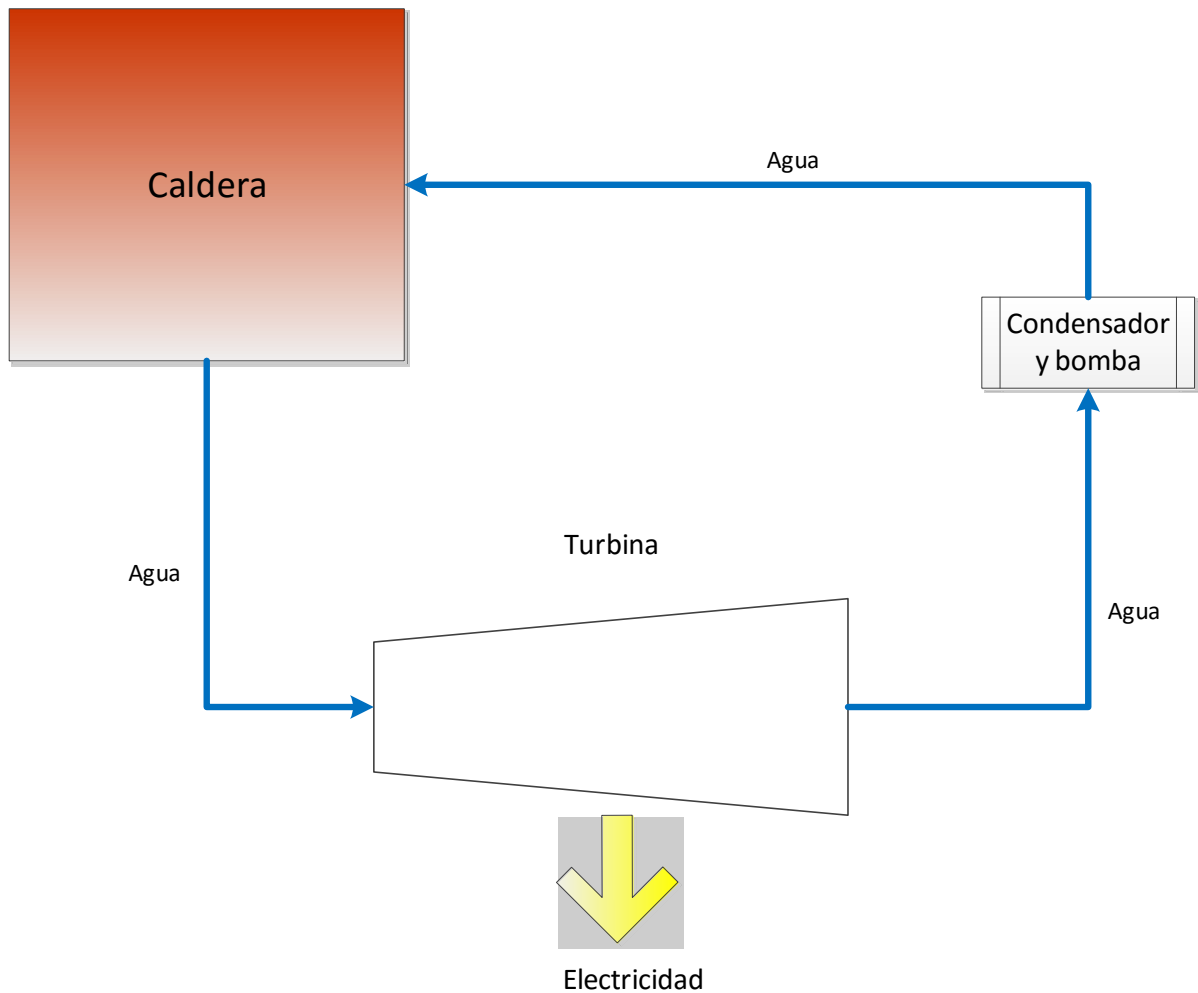
Como se puede observar, las modificaciones que habría que realizar a priori al módulo DFC3000 para que sea capaz de aceptar carbón pulverizado no son extremadamente complejas, y aunque no se hayan tenido en cuenta absolutamente todos los detalles que implica el uso de combustible sólido, sería factible desde un punto de vista económico la comercialización de pilas de combustible de sales fundidas alimentadas por carbón, y se podría estimar que sus precios no serían muy superiores a aquellos de los módulos producidos por la compañía FuelCell Energy. La diferencia que podría ser significativa económicamente sería la implementación de materiales que sean capaces de soportar temperaturas más altas sin sufrir corrosión o deterioro, por lo que cuando se realice el estudio económico de la central más adelante se asumirá un 10% adicional sobre los costes calculados, para cubrir costes que no pueden calcularse en el estado actual de investigación de la tecnología, tales como los que derivan de modificar los módulos DFC3000 para que soporten carbón sólido y temperaturas mayores.

#### 4. IMPLEMENTACIÓN DE UNA PILA DE COMBUSTIBLE EN UNA CENTRAL TÉRMICA.

En primer lugar se presenta un esquema simplificado de la central teórica estudiada para aclarar los puntos que se expondrán a continuación (figura 6). También se presenta un esquema muy simple de una central convencional de carbón para representar las diferencias más notables entre ambas plantas (figura 7).



*Figura 6: Esquema simplificado de la central teórica basada en DCFC.*



*Figura 7. Esquema simplificado de una central convencional de carbón.*



## ***Estudio termoeconómico de centrales térmicas basadas en células de combustible de carbón.***

A grandes rasgos, la diferencia más notable entre una central térmica convencional y una basada en la celda de combustible es la presencia de dicha celda en lugar de una caldera. Como se ha explicado anteriormente el procedimiento en este caso consistiría en oxidar el carbón en lugar de quemarlo, liberándose en el proceso un gas con una alta concentración de  $\text{CO}_2$  que, utilizándose las pilas de combustible adecuadas, saldría a altas temperaturas. Este gas caliente podría calentar el agua de un ciclo de potencia en el que el vapor producido cederá energía a las turbinas, cuyo movimiento producirá energía eléctrica con ayuda de un generador.

En consecuencia, es posible obtener energía eléctrica de dos fuentes: la primera la reacción de oxidación del carbón en la célula de combustible, y la segunda, la energía mecánica de las turbinas movidas por el vapor calentado por el gas rico en  $\text{CO}_2$ .

A continuación sería interesante aprovechar el calor residual de dicho gas para calentar flujos de gas que por ejemplo volverán a entrar en la pila de combustible, aumentando aún más el rendimiento global de la central térmica. Sin embargo, en el modelo de pila de combustible que se simulará en este proyecto este paso no es necesario, ya que el  $\text{CO}_2$  producido se envía directamente a la isla de captura y no es reintroducido en la pila, como es el caso de otros modelos tales como las SOFC ("Solid Oxide Fuel Cells").

Por último, esta isla de captura del  $\text{CO}_2$  es la otra diferencia de una planta basada en DCFC. Este proceso de captura siempre ha resultado caro tanto en términos económicos como de rendimiento en las centrales convencionales porque los gases de escape no contenían concentraciones altas de dióxido de carbono, sino que eran una mezcla de diversos gases productos de la combustión del combustible. En una central basada en pilas de combustible, sin embargo, los gases de escape están constituidos casi exclusivamente de  $\text{CO}_2$ , por lo que los costes de un proceso de captura se reducen significativamente. En esta isla habría que implementar equipos que se encarguen de separar el gas del agua y eliminadores de las pequeñas concentraciones de  $\text{SO}_2$  que permanezcan en el gas. A continuación habría que introducir compresores y bombas, que constituiría la parte del almacenaje y por último, la parte de transporte, que puede ser una tubería conectada con la zona donde se conservará el dióxido de carbono capturado.



## ***Estudio termoeconómico de centrales térmicas basadas en células de combustible de carbón.***

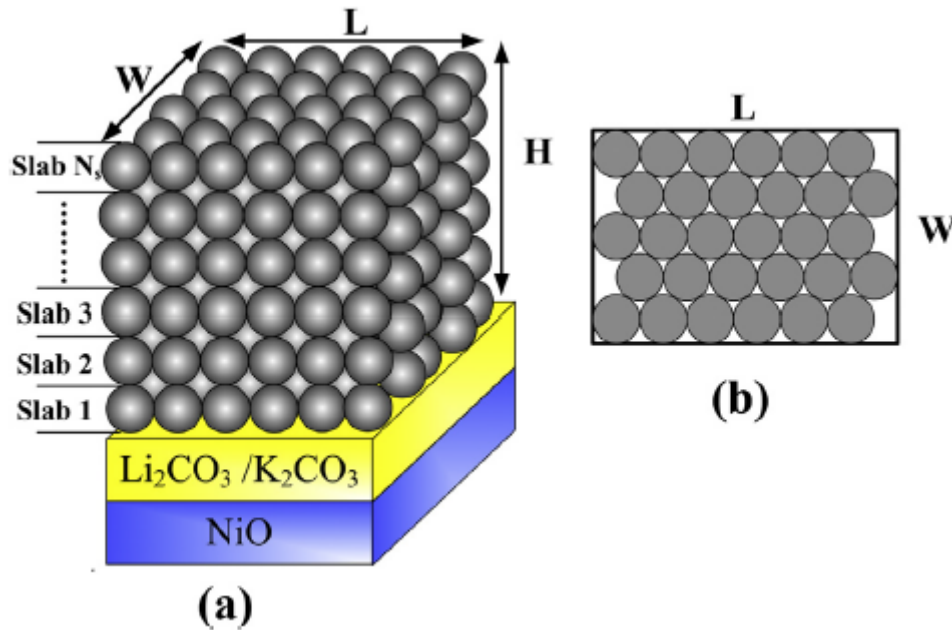
En una central convencional, sin embargo, además de la etapa de almacenaje y de transporte habría una etapa adicional: la etapa de captura o separación. Esta parte es la que realmente encarece las técnicas de captura de  $\text{CO}_2$ , ya que las técnicas necesarias para separar el dióxido de carbono del resto de gases que produciría la combustión del carbón, tales como la separación por membranas, criogenización, o absorción química mediante aminas son caras y reducen significativamente la potencia de la central.

Por este motivo la captura de  $\text{CO}_2$  no ha tenido una aceptación muy amplia en los sectores productores de energía, pero la ausencia de la etapa de separación del  $\text{CO}_2$  en la central teórica basada en DCFC hace económicamente viable esta tecnología.

A continuación se profundizará en mayor detalle en los componentes de estas centrales, así como en puntos críticos que dificultan la implementación de DCFCs en la escala de los megavatios en la actualidad, pero esta pequeña introducción refleja claramente el potencial que presenta una planta térmica basada en una pila de combustible alimentada por carbón de cara al futuro a medio plazo, no sólo por la posibilidad de minimizar el  $\text{CO}_2$  emitido a la atmósfera sino también por los altos rendimientos que se obtendrían si se aprovechan todas las fuentes de energía posibles, reduciéndose las pérdidas.

### **4.1. LA PILA DE COMBUSTIBLE DE CARBÓN CON ELECTROLITO DE CARBONATOS FUNDIDOS.**

Para la realización de los cálculos de la pila se ha empleado el esquema de la figura 8. La DCFC consiste en un ánodo formado por las moléculas de carbono procedentes del combustible, un cátodo poroso de  $\text{NiO}$  barnizado con litio y un electrolito de carbonatos fundidos entre ambos. Concretamente, el electrolito está hecho de una mezcla eutéctica de  $\text{Li}_2\text{CO}_3/\text{K}_2\text{CO}_3$  con radio molar 32:68 [23]. Las partículas de carbono sólido se mojan con las sales fundidas y los espacios entre partículas se rellenan con el electrolito. Cada partícula se asume esférica rígida y amontonadas con un patrón hexagonal simple.



*Figura 8a. Diagrama esquemático de la DCFC.*

*Figura 8b. Vista superior del ánodo [24].*

Generalmente, el producto de salida del ánodo será una mezcla gaseosa de  $\text{CO}_2$  y  $\text{CO}$  con una proporción dependiente de factores como la temperatura de la reacción. Aunque el equilibrio de Boudouard a la temperatura de la pila (700-1000 °C) predice cierta generación de  $\text{CO}$ , se ha demostrado experimentalmente que en realidad el gas de salida consiste casi exclusivamente en  $\text{CO}_2$ , siendo posible ignorar el producto de monóxido de carbono en los cálculos.

En la práctica, cuando una pila de combustible es puesta en funcionamiento existen pérdidas que disminuyen su generación de voltaje. Para calcular el voltaje generado realmente se calcula en primer lugar el máximo potencial obtenible, y a continuación, cada una de las pérdidas. En el caso de las pilas de combustible de carbono directo es posible calcular el máximo potencial eléctrico obtenible conociendo una temperatura de trabajo específica y las concentraciones de los gases, mediante la aplicación de la ecuación de Nernst (ecuación 3, tabla 1) [24].



En dicha ecuación,  $E_o$  es el potencial reversible y su forma de calcularlo es:  $E_o = -\Delta g^0(T)/(n_e F)$ . El término  $\Delta g^0$  representa en este caso el cambio de energía libre de Gibbs a presión estándar (1 atm) y temperatura  $T$  (ecuación 2, tabla 1). La constante  $R$  es la constante de los gases ideales. Los parámetros  $p_{O_2}$  y  $p_{CO_2}$  son, respectivamente, las presiones parciales de  $O_2$  y  $CO_2$  en las superficies de los electrodos, y los subíndices “an” y “cat” representan el ánodo y el cátodo. Por último,  $n_e$  es el número de electrones transferidos por mol de grafito ( $n_e=4$ ), y  $F$  la constante de Faraday.

Como se ha mencionado, el voltaje de salida se ve reducido debido a pérdidas resultantes de la cinética de los electrodos, resistencias electrónicas e iónicas de los componentes que conforman la pila, y resistencias al transporte de los reactivos y productos. Concretamente, existen tres tipos de pérdidas:

- **Sobrepotencial de activación:** es una pérdida irreversible relacionada con la cinética de los electrodos y representa la diferencia entre el potencial obtenible (condiciones de circuito cerrado) y el potencial reversible (condiciones de circuito abierto). Se debe calcular dicho sobrepotencial tanto en el ánodo (ecuación 4, tabla 1) como en el cátodo (ecuación 5, tabla 1). Para ello se usa la temperatura de la pila  $T_{mca}$ , la densidad de corriente de la pila  $J_{mca}$ , y la densidad de corriente en el cátodo  $J_{o,cat}$ .
- **Sobrepotencial óhmico:** es provocado por las resistencias del electrolito y electrodos al paso de iones o electrones, así como las resistencias de contacto entre los componentes de la celda de combustible. Para el ánodo, estas resistencias constan de dos partes, una en fase carbono y otra en fase electrolito. En este trabajo se han estimado las pérdidas óhmicas en  $V_{ohm} = 0.3$  V, para una densidad de corriente de  $800 \text{ A/m}^2$  y una temperatura de la pila de  $1000^\circ\text{C}$  [24].
- **Sobrepotencial de concentración:** es causado por la resistencia al transporte de las especies reactivas al aproximarse a la zona de reacción y la resistencia al transporte de las especies producto al abandonar la zona de reacción [25]. Para su cálculo es necesario primero obtener la densidad de corriente límite, que en esta situación resultó ser  $905 \text{ A/m}^2$  (ecuación 6, tabla 1). La ecuación para hallar este sobrepotencial es la ecuación 7, tabla 1.



## ***Estudio termoeconómico de centrales térmicas basadas en células de combustible de carbón.***

Estas pérdidas se estudian una por una en este trabajo y, finalmente, el voltaje real obtenido con la DCFC es  $V_{mca} = 0,634$  V. Su cálculo se obtiene restando cada una de las pérdidas al potencial obtenido con la ecuación de Nerst (ecuación 8, tabla 1).

Por otro lado, se puede calcular la potencia generada con la ecuación 9, tabla 1. En la situación estudiada  $P_{mca} = 100,859$  MW. Y el rendimiento de la pila con la ecuación 10, tabla 1:  $\eta = 62,20\%$  (Donde  $\Delta h$  es el cambio de entalpía molar de la reacción).

Es necesario indicar que esta potencia obtenida se ha ajustado para obtener finalmente una generación similar a la de la central convencional seleccionada para comparación. El proceso iterativo consistió en modificar las dimensiones de la pila hasta que produjese la potencia deseada, sin embargo, más adelante se tratará el espacio ocupado por las pilas de combustible y para ello se han empleado las dimensiones de las especificaciones del módulo DFC3000, ya que sería el espacio real que ocuparían las pilas de combustible, y no las dimensiones teóricas que fueron iteradas para obtener la potencia deseada.

Una vez conocida la potencia producida se obtuvo también el gasto de combustible de la célula de combustible mediante la ecuación 1, tabla 1, resultando en un gasto másico de 8,392 kg/s de carbón, ya que se necesita un gasto másico de carbono puro de 4,948 kg/s y el carbón usado es lignito con un porcentaje de carbono del 58,96% [26]. Todos estos cálculos están desarrollados en el apéndice.

**Tabla de ecuaciones para pila de combustible.**

<p>1. Tasa de consumo de combustible (kg/seg):</p> $\dot{m}_c = \frac{J_{mca} \cdot W_{an} \cdot L_{an} \cdot M_c}{n_e \cdot F}$	<p>2. Variación de la energía libre de Gibbs (condiciones estándar) (J/mol):</p> $\Delta g_o = \Delta h - 298K \cdot \Delta S$
<p>3. Ecuación de Nerst (V):</p> $E = \frac{-\Delta g_o}{n_e \cdot F} + \frac{R_g \cdot T_{mca}}{n_e \cdot F} \cdot \ln \left[ \frac{p_{O_2 cat} \cdot (p_{CO_2 cat})^2}{p_{O_2 an}} \right]$	<p>4. Sobrepotencial de activación en el ánodo (V):</p> $V_{act_{an}} = \frac{R_g \cdot T_{mca}}{2 \cdot F} \cdot \ln \left[ \frac{J_{mca}}{2 \cdot K_b \cdot e^{\left(\frac{-E_b}{T_{mca}}\right)}} + \sqrt{\left( \frac{J_{mca}}{2 \cdot K_b \cdot e^{\left(\frac{-E_b}{T_{mca}}\right)}} \right)^2 + 1} \right]$
<p>5. Sobrepotencial de activación en el cátodo (V):</p> $V_{act_{cat}} = \frac{R_g \cdot T_{mca}}{2 \cdot F} \cdot \ln \left[ \frac{J_{mca}}{2 \cdot J_{o,cat} \cdot (p_{CO_2 cat})^{r_1} \cdot (p_{O_2 cat})^{r_2}} + \sqrt{\left( \frac{J_{mca}}{2 \cdot J_{o,cat} \cdot (p_{CO_2 cat})^{r_1} \cdot (p_{O_2 cat})^{r_2}} \right)^2 + 1} \right]$	<p>6. Densidad de corriente límite (A/m²):</p> $J_{lim} = n_e \cdot F \cdot K_{CO_2} \cdot X_{CO_2}$
<p>7. Sobrepotencial de concentración (V):</p> $V_{con} = \frac{R_g \cdot T_{mca}}{n_e \cdot F} \cdot \ln \left( \frac{J_{lim}}{J_{lim} - J_{mca}} \right)$	<p>8. Potencial generado por la DCFC (V):</p> $V_{mca} = E - V_{act_{an}} - V_{act_{cat}} - V_{ohm} - V_{con}$
<p>9. Potencia generada por la DCFC (W):</p> $P_{mca} = V_{mca} \cdot J_{mca} \cdot W_{an} \cdot L_{an}$	<p>10. Eficiencia de la DCFC:</p> $\eta = \frac{n_e \cdot F \cdot V_{mca}}{\Delta h}$

Tabla 1. Ecuaciones de la pila de combustible [24].



#### **4.2. FLUJOS DE ENTRADA Y SALIDA A LA DCFC.**

Como se ha mencionado anteriormente, la función de la célula de combustible es oxidar las moléculas de carbono provenientes del combustible empleando el oxígeno proveniente del aire. Por tanto, al ánodo de la pila entrará un flujo constante de combustible que en este caso consistirá en un carbón de bajo contenido en azufre [26] que consta de un 58,96% de carbono y un poder calorífico inferior de 23,13 MJ/kg. También está compuesto de un 4,11% de  $H_2$  y un 1,24% de azufre, así como por nitrógeno, agua y cenizas que no toman parte en la reacción electroquímica. Las reacciones globales que tienen lugar en la pila de combustible y que producen los gases de salida se pueden observar en la ecuación 1, tabla 2. Se ha fijado el caudal másico de entrada de combustible a la pila en 8,392 kg/s para obtener un flujo constante de moléculas de carbono de 4,948 kg/s que proporcionará la potencia deseada.

Por otro lado, al cátodo de la pila entrará un caudal másico de aire de 73,09 kg/s necesario para oxidar el carbono presente en el combustible. El dosado en el que se calcula el caudal de aire necesario se encuentra detallado en el apéndice. En primer lugar se calcula el gasto de oxígeno necesario con la ecuación 2, tabla 2, y luego el gasto de nitrógeno que corresponde a ese gasto de oxígeno, sabiendo la proporción nitrógeno/oxígeno presente en el aire, que está en torno a 0,79/0,21. Finalmente sumándose el gasto de oxígeno y el gasto de nitrógeno se obtiene el gasto de aire necesario (ecuaciones 13 y 14, tabla 2).

Una vez tratados las sustancias que entran a la pila, se deben tratar las sustancias que salen de la misma. Como producto de salida de la pila se forma un flujo de gas que consiste casi exclusivamente en  $CO_2$ . Este gas se encuentra a la temperatura de la pila (1000 °C) y se usa para calentar el agua de un ciclo de vapor que transformará esa energía calorífica en electricidad mediante un sistema de turbinas. Para el gasto de combustible seleccionado se producirá un gasto másico de  $CO_2$  de 18,143 kg/s, un gasto másico de agua de 4,481 kg/s, un gasto másico de  $SO_2$  de 0,208 kg/s y un gasto másico de  $N_2$  de 0,095 kg/s. Las ecuaciones que permiten calcular estos valores son las ecuaciones 3, 4, 5 y 6 de la tabla 2.



## ***Estudio termoeconómico de centrales térmicas basadas en células de combustible de carbón.***

Para el cálculo de las fracciones molares de cada componente en este gas de salida primero se han obtenido los moles por segundo producidos de cada uno de ellos (ecuaciones 7, 8, 9 y 10 de la tabla 2), a continuación se hallan los moles totales producidos por segundo sumando los anteriores (ecuación 11, tabla 2) y finalmente se obtienen cada fracción molar dividiendo los moles por segundo de cada componente por los moles por segundo totales (ecuación 12, tabla 2). Una vez que se ha aprovechado el calor residual de este gas, llega a la isla de captura de CO<sub>2</sub> donde se separa y comprime el dióxido de carbono.

Adicionalmente al dióxido de carbono, también se puede emplear otra fuente de calor para calentar el agua del ciclo de vapor: las sales fundidas empleadas en el proceso electroquímico de la pila. Dichas sales requieren de un proceso constante de enfriamiento y eliminación de cenizas para poder ser reutilizadas en la DCFC, por lo que su calor también puede ser aprovechado en el calentamiento de agua. El gasto másico de sales fundidas se ha obtenido de la bibliografía [26] y es igual a 95,91 kg/s.

**Tabla de ecuaciones para el dosado.**

<p>1. Reacciones químicas totales en la pila:</p> <p>Ánodo: <math>C + 2CO_3^{2-} \rightarrow 3CO_2 + 4e^-</math></p> <p>Cátodo: <math>O_2 + 2CO_2 + 4e^- \rightarrow 2CO_3^{2-}</math></p> <p>Reacción simplificada: <math>C + O_2 \rightarrow CO_2</math></p> <p><math>H_2 + \frac{1}{2} \cdot O_2 \rightarrow H_2O</math></p> <p><math>S + O_2 \rightarrow SO_2</math></p>	<p>2. Gasto másico de <math>O_2</math> empleado (kg/s):</p> $\dot{m}_{O_2} = \dot{m}_{comb} \cdot \left( C_C \cdot \frac{M_{O_2}}{M_C} + C_{H_2} \cdot \frac{M_{O_2}}{2 \cdot M_{H_2}} + C_S \cdot \frac{M_{O_2}}{M_S} - C_{O_2} \right)$
<p>3. Gasto másico de <math>CO_2</math> producido (kg/s):</p> $\dot{m}_{CO_2} = \dot{m}_{comb} \cdot \left( C_C \cdot \frac{M_{CO_2}}{M_C} \right)$	<p>4. Gasto másico de <math>H_2O</math> producido (kg/s):</p> $\dot{m}_{H_2O} = \dot{m}_{comb} \cdot \left( C_{H_2} \cdot \frac{M_{H_2O}}{M_{H_2}} \right)$
<p>5. Gasto másico de <math>SO_2</math> producido (kg/s):</p> $\dot{m}_{SO_2} = \dot{m}_{comb} \cdot \left( C_S \cdot \frac{M_{SO_2}}{M_S} \right)$	<p>6. Gasto másico de <math>N_2</math> que no reacciona (kg/s):</p> $\dot{m}_{N_2} = \dot{m}_{comb} \cdot C_{N_2}$
<p>7. Moles de <math>CO_2</math> producidos por segundo (mol/s):</p> $n_{CO_2} = \frac{\dot{m}_{CO_2} \cdot 1000}{M_{CO_2}}$	<p>8. Moles de <math>H_2O</math> producidos por segundo (mol/s):</p> $n_{H_2O} = \frac{\dot{m}_{H_2O} \cdot 1000}{M_{H_2O}}$
<p>9. Moles de <math>SO_2</math> producidos por segundo (mol/s):</p> $n_{SO_2} = \frac{\dot{m}_{SO_2} \cdot 1000}{M_{SO_2}}$	<p>10. Moles de <math>N_2</math> producidos por segundo (mol/s):</p> $n_{N_2} = \frac{\dot{m}_{N_2} \cdot 1000}{M_{N_2}}$
<p>11. Moles totales producidos por segundo (mol/s):</p> $n_{total} = n_{CO_2} + n_{H_2O} + n_{SO_2} + n_{N_2}$	<p>12. Fracciones molares de los gases de escape (%):</p> $X_{(componente)} = \frac{n_{(componente)}}{n_{total}}$
<p>13. Gasto másico de entrada necesario de <math>N_2</math> (kg/s):</p> $\dot{m}_{N_2 cat} = \dot{m}_{O_2} \cdot \frac{0.79}{0.21}$	<p>14. Gasto másico de entrada necesario de aire (kg/s):</p> $\dot{m}_{aire cat} = \dot{m}_{O_2} + \dot{m}_{N_2 cat}$

*Tabla 2. Ecuaciones para el dosado.*



## ***Estudio termoeconómico de centrales térmicas basadas en células de combustible de carbón.***

### **4.3. INTERCAMBIADORES DE CALOR.**

El calor residual de los flujos de sales fundidas y de  $\text{CO}_2$  se aprovecha para calentar el agua de un ciclo complementario del que se extrae potencia adicional por medio de una turbina de vapor. Existen plantas de pilas de combustible en las que el calor residual se emplea para suplir las necesidades de calefacción y agua caliente de poblaciones cercanas, como es el caso de “Gyeonggi Green Energy facility”, una planta basada en los modelos DFC3000 de los que se ha hablado anteriormente. Cualquier forma de uso de esa energía residual que de otra forma sería desperdiciada ayuda a aumentar el rendimiento de la central y su aprovechamiento, pero en este proyecto se ha optado por complementar la generación de electricidad, ya que la energía eléctrica generada al final de un año es el método más cómodo para comparar dos centrales diferentes.

En la central teórica planteada serán necesarios cuatro intercambiadores de calor. Por dos de ellos habrá un intercambio de energía entre el flujo de  $\text{CO}_2$  extraído de la pila y el agua del ciclo de vapor, y en los otros dos habrá un intercambio de energía entre el flujo de sales fundidas y el agua del ciclo de vapor. Se usan dos intercambiadores en cada etapa porque se ha simulado que el ciclo de vapor cuenta con recalentamiento, por lo que el agua del ciclo de vapor primero será sobrecalentada por el  $\text{CO}_2$  y por las sales en una primera etapa, generará potencia a través de turbina de más alta presión, y a continuación será de nuevo recalentada primero por el  $\text{CO}_2$  y luego por las sales, para finalmente dirigirse a la turbina de menor presión. Para los cálculos de la energía transmitida entre los fluidos se ha asumido un rendimiento del 100%, es decir, la energía liberada por la diferencia de temperaturas en el fluido que cede calor se transmite totalmente al fluido que recibe la energía.

Para simplificar los cálculos se ha considerado que los intercambiadores de calor actúan como una caldera y se ha resuelto el ciclo de vapor con el programa Cyclepad. La potencia de la caldera es la suma de la energía liberada por las sales más la energía liberada por el  $\text{CO}_2$ . Dicha energía se calcula con las ecuaciones 1 y 2 de la tabla 3.

En primer lugar, el gasto másico de  $\text{CO}_2$  se obtiene con el dosado. El gasto másico de las sales, como ya se ha indicado, se extrae de la bibliografía. La entalpía del  $\text{CO}_2$  (que se asume puro, aunque aún contiene cierto porcentaje de agua) se calcula para presión ambiente y las temperaturas recomendadas por la bibliografía [26].  $T_2$  es igual a la temperatura de la pila, de la cual acaba de salir el gas, es decir,  $1000\text{ }^\circ\text{C}$ .  $T_3$  se ha fijado en  $80\text{ }^\circ\text{C}$ , una vez que ya se ha cedido el calor, y es con esa temperatura con la que el gas entra en la isla de captura del  $\text{CO}_2$ .

En el lado de las sales  $T_{8a}$  es igual a 1000 °C y  $T_9$  es igual a 750 °C. El calor específico de las sales se ha calculado a la temperatura media (875 °C), y una vez conocido el de cada componente, se ha multiplicado por la proporción de ese componente en la mezcla de sales (recordar que las sales están compuestas por  $\text{Li}_2\text{CO}_3/\text{K}_2\text{CO}_3$ ). Finalmente, la suma del resultado obtenido en el lado de las sales y en el lado del gas es el calor total que se considera traspasado al agua. Esta es la potencia que se introduce en la caldera de la simulación de Cyclepad. Estos cálculos y el programa se encuentran en el anexo.

**Tabla de ecuaciones para cálculo de potencia transmitida al ciclo de vapor.**

1. Calor cedido por el flujo de $\text{CO}_2$ (W):	2. Calor cedido por el flujo de sales fundidas (W):
$Q_{cal_{\text{CO}_2}} = \dot{m}_{\text{CO}_2} \cdot [h_{\text{CO}_2}(T_2) - h_{\text{CO}_2}(T_3)]$	$Q_{cal_{\text{sales}}} = \dot{m}_{\text{sales}} \cdot c_{p_{\text{sales}}} \cdot (T_{8a} - T_9)$
3. Potencia transmitida al ciclo de vapor (W):	
$Q_{cal} = Q_{cal_{\text{CO}_2}} + Q_{cal_{\text{sales}}}$	

*Tabla 3. Ecuaciones para transmisión de energía al ciclo de vapor.*

#### **4.4. CICLO DE VAPOR.**

El ciclo de vapor de la central teórica suministrará aproximadamente el 21% de la potencia generada, y el resto lo proporciona el conjunto de pilas de combustible de sales fundidas. En el caso de la central convencional que se seleccionará para comparación, la totalidad de su producción se realiza a través de la turbina. Más adelante se dan más datos de dicha central convencional.

Tratándose el tema de las turbinas de vapor, la central teórica y la real usarían modelos diferentes, ya que la central teórica no produciría más de unos 50 MW de potencia con el ciclo de vapor como máximo, mientras que la planta térmica convencional produce sus 162 MW de potencia máxima exclusivamente a través de la turbina. Se ha elegido la compañía Siemens para la estimación de los precios de las turbinas. Por un lado, la central basada en la pila de combustible usaría una turbina de vapor modelo SST-300, mientras que por otro lado la central convencional necesitaría un modelo SST-700, capaz de generar hasta 175 MW de potencia. En este punto la central teórica tiene ventaja sobre la otra, ya que el precio de su sistema de turbinas es menor.



El resto de componentes del ciclo de vapor es idéntico en ambas centrales. Se trataría del conjunto de tuberías, una bomba, el sistema condensador y el transformador de energía eléctrica. En el anexo se encuentra la simulación del ciclo de vapor realizada con el programa Cyclepad.

#### 4.5. ISLA DE CAPTURA DEL CO<sub>2</sub>.

Este apartado se tratará en detalle en el punto del proyecto en el que se realiza el estudio medioambiental. Basta decir que los componentes de la isla de captura de CO<sub>2</sub> en la central basada en DCFC son bastante sencillos gracias a la pureza del gas extraído de la pila. Sería necesario un ventilador centrífugo para dirigir el gas, un condensador de agua para separarla del resto de gases, un sistema eliminador del SO<sub>2</sub> restante, un compresor y una bomba para enviar el CO<sub>2</sub> capturado hasta su zona de almacenamiento.

#### 4.6. PLANO GENERAL DE LA CENTRAL BASADA EN DCFC.

En el anexo se encuentra el plano de la central teórica basada en células de combustible de sales fundidas alimentadas por carbón. A continuación se indican datos de composición, temperatura, presión y gasto másico de los flujos en distintos puntos de la central.

Punto	T °C	p bar	G kg/s	Composición molar, %							
				CO	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> O	N <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	Ar	SO <sub>2</sub>
1	15		8,392	Lignito: C-58,96%; H <sub>2</sub> -4,11%; N <sub>2</sub> -1,13%; O <sub>2</sub> -8,45%; S-1,24%; H <sub>2</sub> O-16,40%; Ceniza-12,67%							
2	1000	1,01	22,927	0	61,737	0	37,269	0,507	0	0	0,487
3	80	0,92	22,927	0	61,737	0	37,269	0,507	0	0	0,487
4	30	110	18,238	0	99,15	0	0	0,81	0	0	0,04
5	15	1,01	73,09	0	0,03	0	1,03	77,28	20,73	0,92	0
6	900	1,06	73,09	0	0,03	0	1,03	77,28	20,73	0,92	0
7	1000	1,05	64,69	0	0,03	0	1,15	86,22	11,57	1,03	0
8	1000	1,01	96,54	Sales fundidas (99,4% en peso) + ceniza (0,06% en peso)							
9	750	1,01	95,91	Sales fundidas							
10	520	140	18,37	0	0	0	100	0	0	0	0
11	337,6	45	18,37	0	0	0	100	0	0	0	0
12	520	45	18,37	0	0	0	100	0	0	0	0
13	64,98	0,25	18,37	0	0	0	100	0	0	0	0
14	52,04	0,25	18,37	0	0	0	100	0	0	0	0
15	51,42	140	18,37	0	0	0	100	0	0	0	0

Figura 9. Información de puntos de la central basada en DCFC (adaptación de [26]).

#### **4.7. EFICIENCIA FINAL DE LA CENTRAL BASADA EN DCFC.**

En este apartado se estudiará la eficiencia de una central que combina pilas de combustible de sales fundidas y una turbina de vapor. Se asume que no hay pérdidas en las máquinas que conectan ambos ciclos, es decir, el calor pasa íntegramente. Se considera como ciclo superior el de las pilas de combustible, y como ciclo inferior el de la turbina de vapor. De esta forma, la ecuación del rendimiento combinado por los dos ciclos queda:

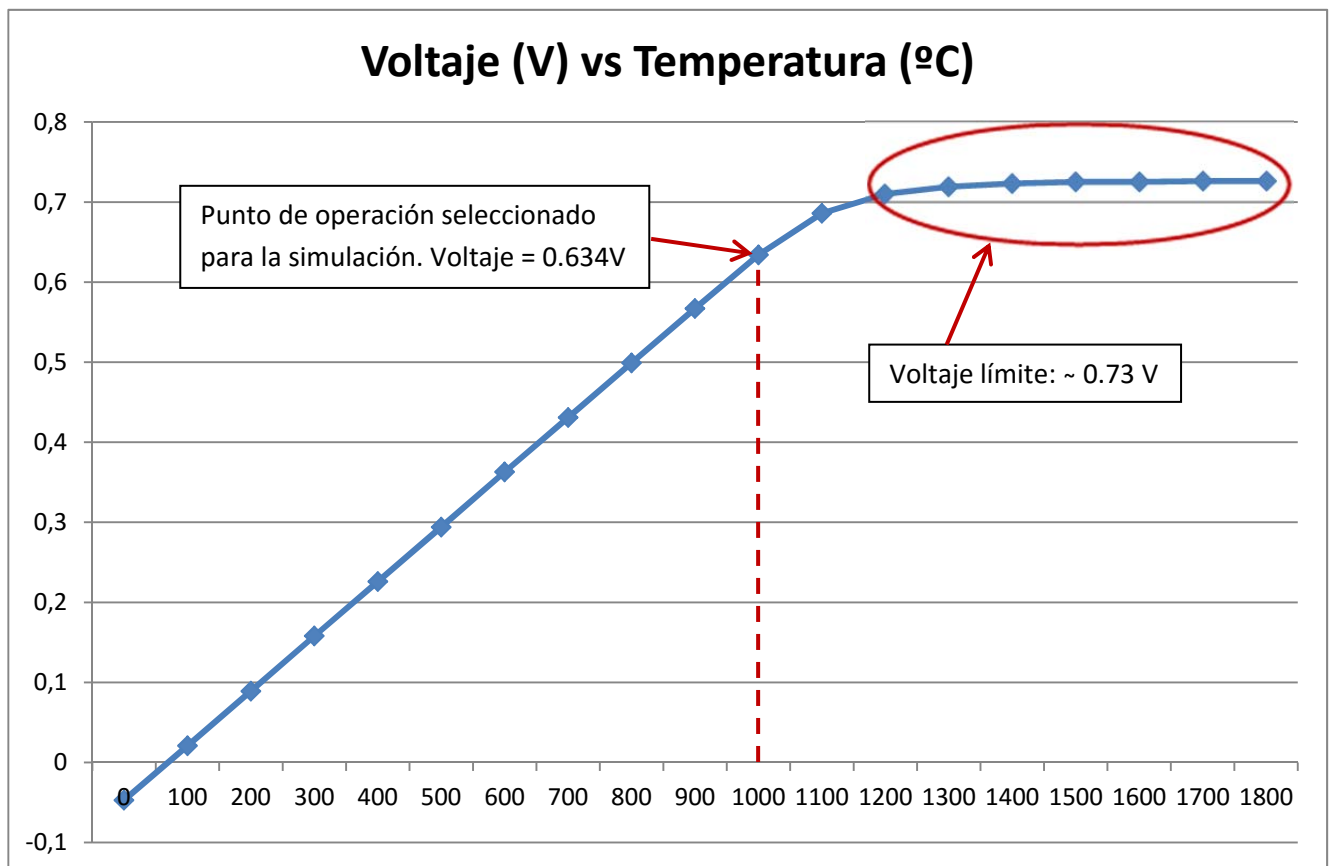
$$\eta_{comb} = \frac{\dot{W}_s + \dot{W}_i}{\dot{Q}_s + \dot{Q}_r}$$

Donde  $\dot{W}_s$  es la potencia generada por el ciclo superior (100,859 MW),  $\dot{W}_i$  es la potencia generada por el ciclo inferior (26,617 MW), y  $\dot{Q}_s$  es el calor suministrado por el combustible introducido en el ciclo superior. El gasto másico de carbón se fijó en 8,392 kg/s, y se emplea como poder calorífico del lignito 15 MJ/kg [27]. En consecuencia, los megajulios por segundo introducidos al ciclo superior son 125,88 MJ/s, es decir, 125,88 MW. Por último,  $\dot{Q}_r$  serían todos los megawattios que requiere la central térmica para funcionar que no vienen del combustible, y que a priori no pueden ser calculados. El rendimiento final de la planta teórica cogeneradora estaría en torno al 70% [28]. Por tanto,  $\dot{Q}_r$  podría estimarse en torno a los 56,23 MW.

#### **4.8. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE PARÁMETROS DE LA PILA DE COMBUSTIBLE.**

Es interesante estudiar la variación de valores como el voltaje generado, la potencia obtenida y la eficiencia de la pila variando parámetros como la temperatura o la densidad de corriente utilizada. En este proyecto se ha seleccionado una temperatura de 1000 °C porque es una temperatura alta pero soportable por la célula de combustible, y cuanto más alta sea la temperatura mayor potencia generará la pila y mayor calor transmitirán los gases de escape al ciclo de vapor. La densidad de corriente seleccionada es 800 A/m<sup>2</sup> ya que según el trabajo publicado por Houcheng Zhang, Liwei Chen, Jinjie Zhang y Jincan Chen titulado “Performance analysis of a direct carbon fuel cell with molten carbonate electrolyte” ésta es aproximadamente la densidad de corriente óptima que obtiene la mayor potencia, ya que a partir de este punto las pérdidas son lo suficientemente grandes como para provocar una bajada significativa en la potencia obtenida, especialmente las pérdidas óhmicas. Hay que recordar que en este trabajo las pérdidas óhmicas no se han calculado sino que se ha obtenido su valor para los parámetros de operación elegidos de ese trabajo escrito por Houcheng Zhang [24].

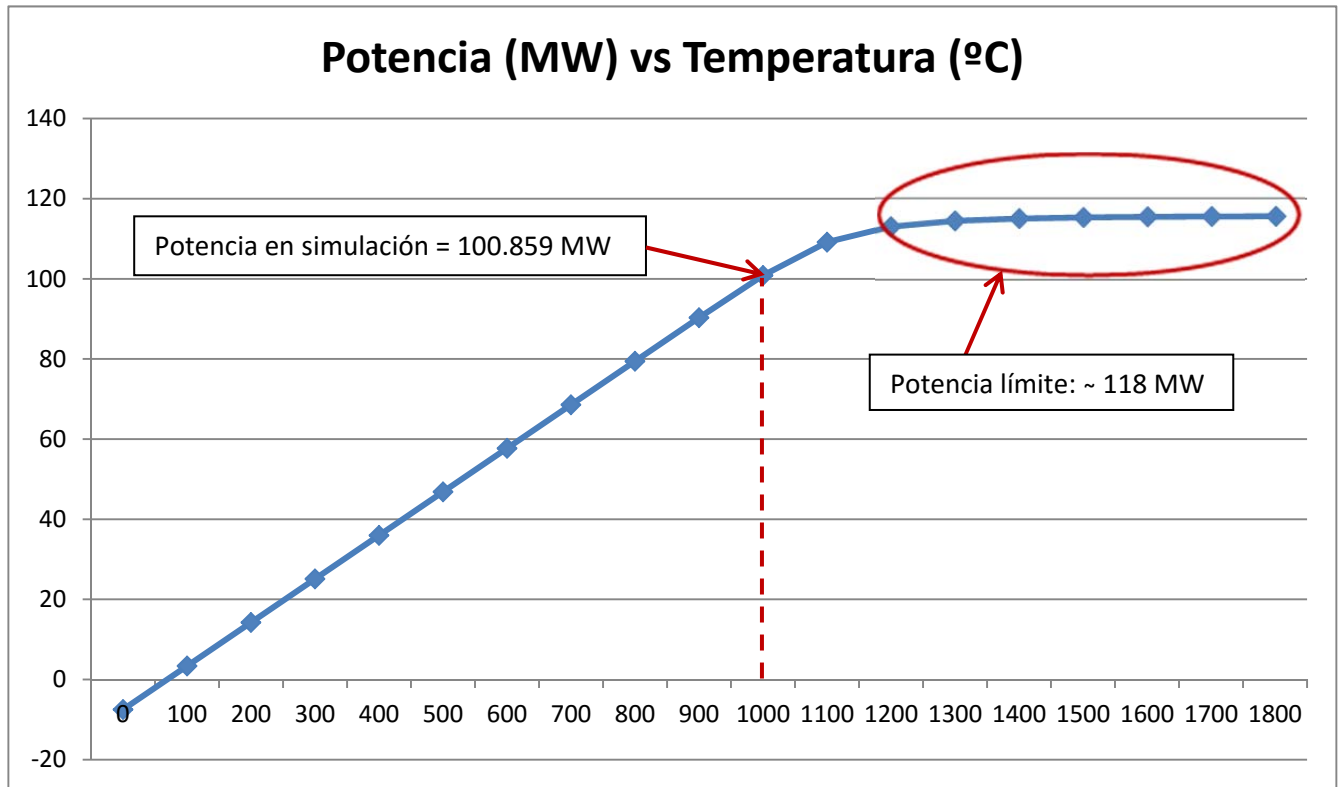
En primer lugar, se realiza un estudio de la variación del voltaje de la pila de combustible frente a la temperatura de operación en la figura 10. De nuevo, para el cálculo del voltaje se ha empleado la ecuación 8, tabla 1 [24].



*Figura 10. Análisis de sensibilidad: voltaje contra temperatura.*

En este gráfico se aprecia como el voltaje generado aumenta con la temperatura hasta llegar a los 1100 °C aproximadamente. A partir de esa temperatura el voltaje se estabiliza en torno a los 0,73 voltios. Se representan temperaturas tan altas en el gráfico para demostrar que no resultaría rentable intentar desarrollar pilas de combustible capaces de soportar temperaturas superiores a los 1200 °C, ya que su repercusión en el voltaje generado, al igual que en el resto de parámetros, sería insignificante.

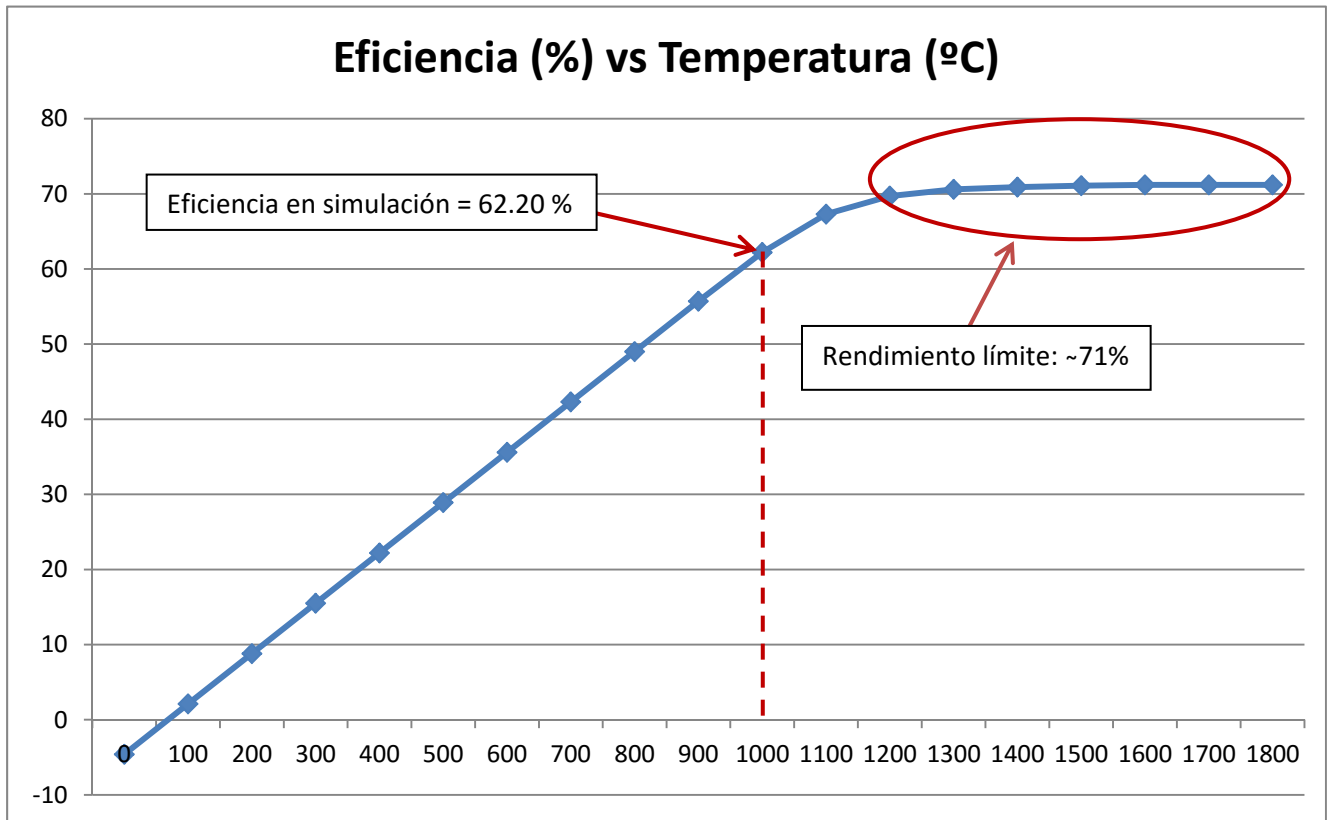
En la figura 11 se estudia la variación de la potencia producida por la pila de combustible con la temperatura. La potencia se calculó con la ecuación 9, tabla 1 [24].



*Figura 11. Análisis de sensibilidad: potencia contra temperatura.*

Al igual que en el caso del voltaje, la potencia también se estabiliza en torno a los 1100-1200 °C en un valor cercano a los 118 MW. Esto se debe a que a pesar de que las pérdidas óhmicas y las de activación en el ánodo disminuyen con la temperatura, las pérdidas de concentración y las de activación en el cátodo aumentan, y éstas últimas son más significativas que las otras, por lo que acaban provocando la estabilización del voltaje y de la potencia. Más adelante se realizarán análisis de sensibilidad de dichas pérdidas, para aclarar lo dicho.

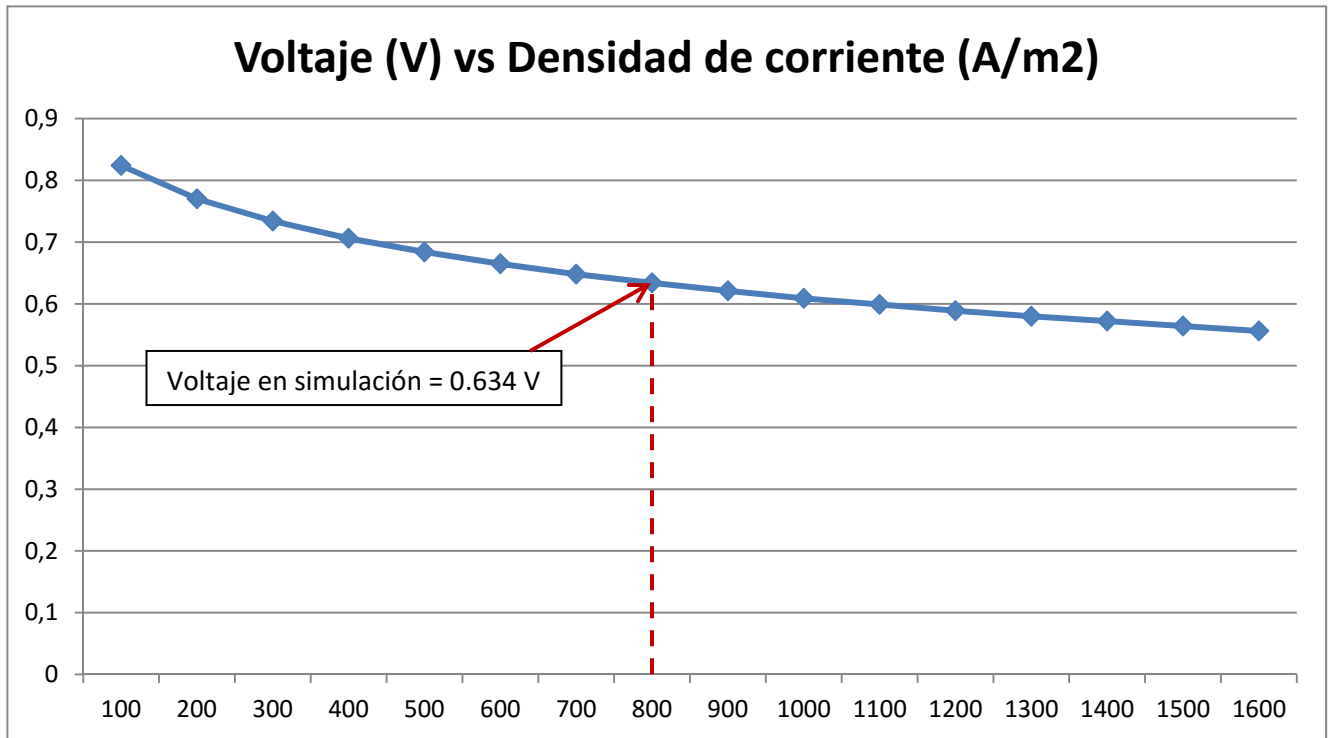
Para acabar con la temperatura, se realiza un estudio de cómo afecta a la eficiencia de la célula de combustible en la figura 12. Eficiencia calculada con la ecuación 10, tabla 1 [24].



*Figura 12. Análisis de sensibilidad: eficiencia contra temperatura.*

Como era de esperar, la eficiencia también se estabiliza a los 1200 °C en un valor ligeramente superior al 70% por los motivos mencionados anteriormente. Independientemente de lo mucho que se desarrolle la tecnología, a partir de los 1200 °C la eficiencia no aumentará. Se ha seleccionado el valor de 1000 °C porque ya es una temperatura lo suficientemente alta si se tiene en cuenta el estado del arte de las DCFC en la actualidad.

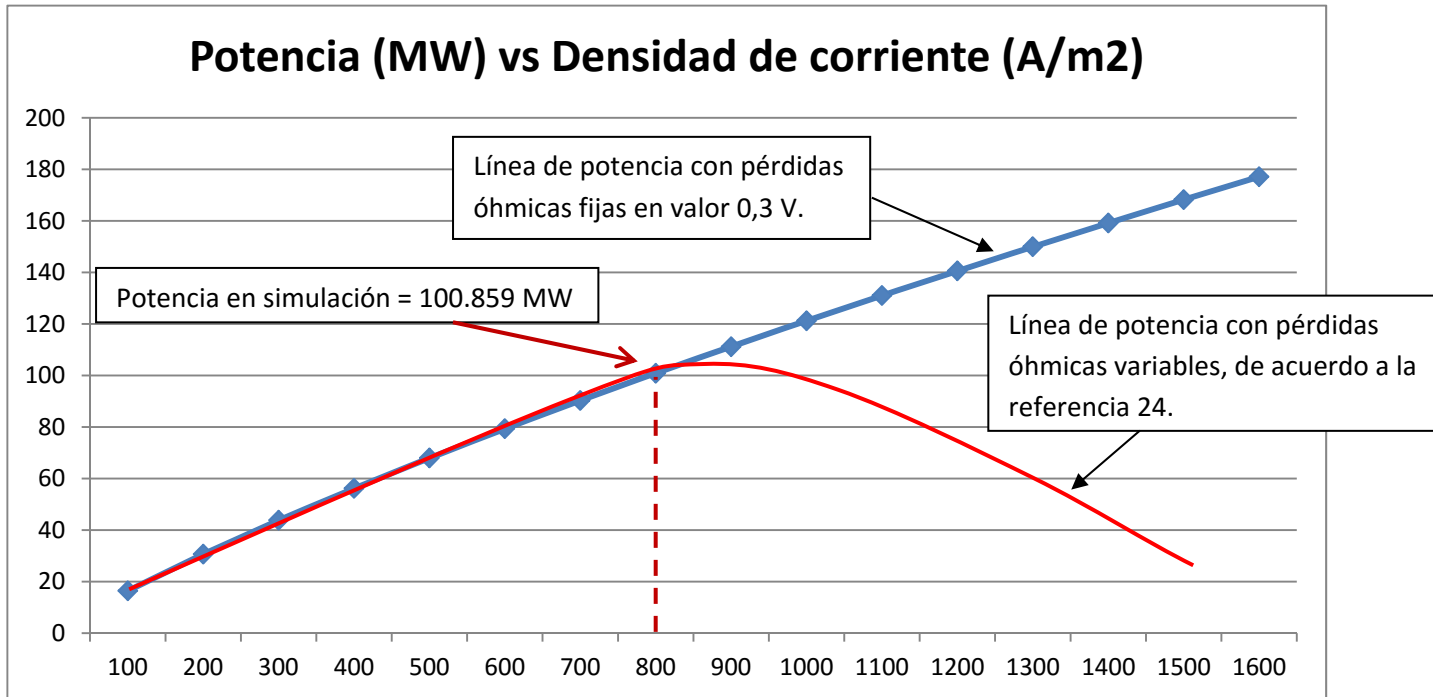
A continuación se estudia la variación de estos tres parámetros en función de la densidad de corriente empleada. En primer lugar, el voltaje se representa en la figura 13. Ha sido calculado con la misma ecuación 8, tabla 1.



*Figura 13. Análisis de sensibilidad: voltaje contra densidad de corriente.*

En este caso el voltaje se reduce a mayor densidad de corriente ya que todas las pérdidas se hacen mayores, como se puede comprobar en las ecuaciones de la tabla 1. Como ya se ha mencionado, la densidad de corriente se ha fijado en el valor de 800 A/m<sup>2</sup> porque está muy cercana al punto de máxima potencia generada, de acuerdo a lo representado por el siguiente análisis de sensibilidad.

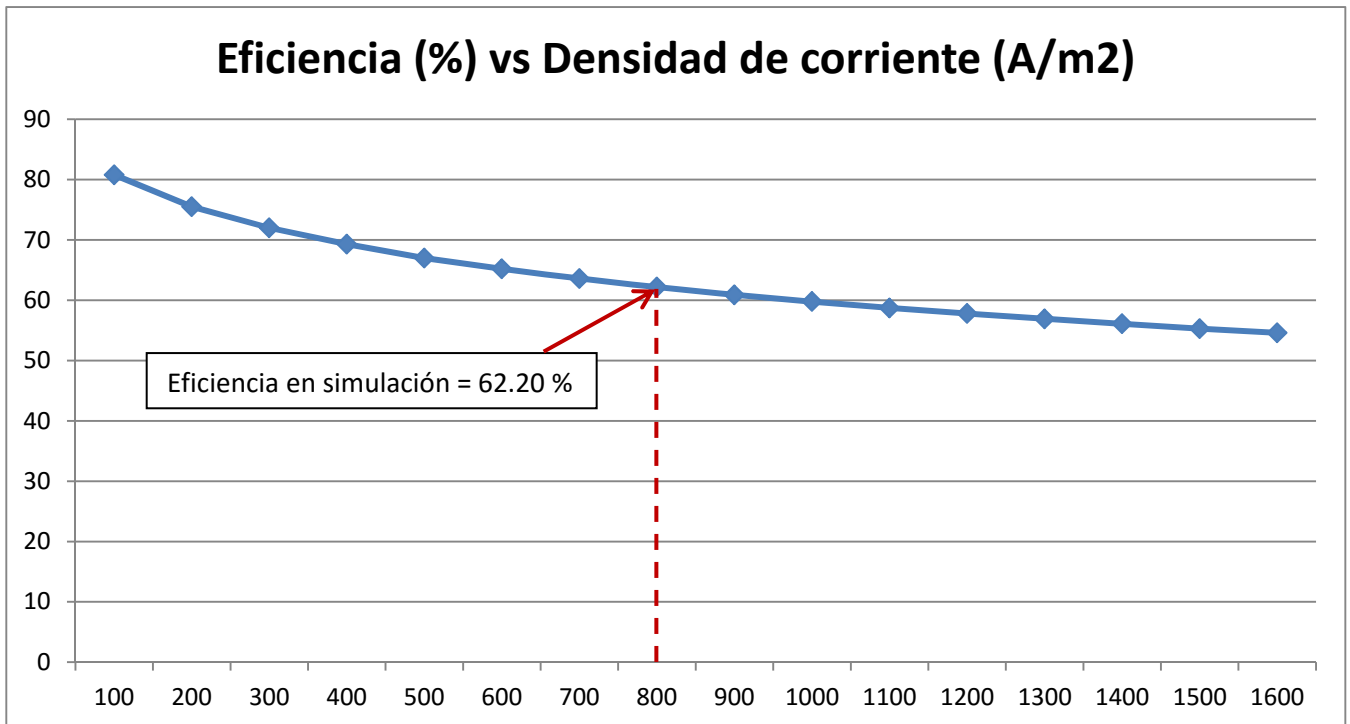
La potencia frente a la densidad de corriente se encuentra en la figura 14. Calculada con la ecuación 9, tabla 1.



*Figura 14. Análisis de sensibilidad: potencia contra densidad de corriente.*

En este gráfico es importante aclarar que, debido a que en este trabajo las pérdidas óhmicas han sido estimadas y no calculadas, no se aprecia en la línea calculada (la azul) una caída en la potencia obtenida a partir del punto de los 800 o 900 A/m², debida precisamente a un aumento importante en las pérdidas óhmicas. Las pérdidas de concentración también aumentan, pero su orden de magnitud es mucho menor. La línea roja representa la potencia obtenible teniendo en cuenta estas pérdidas óhmicas [24].

Finalmente, la variación de la eficiencia en función de la densidad de corriente aplicada se encuentra en la figura 15. Eficiencia calculada con la ecuación 10, tabla 1.



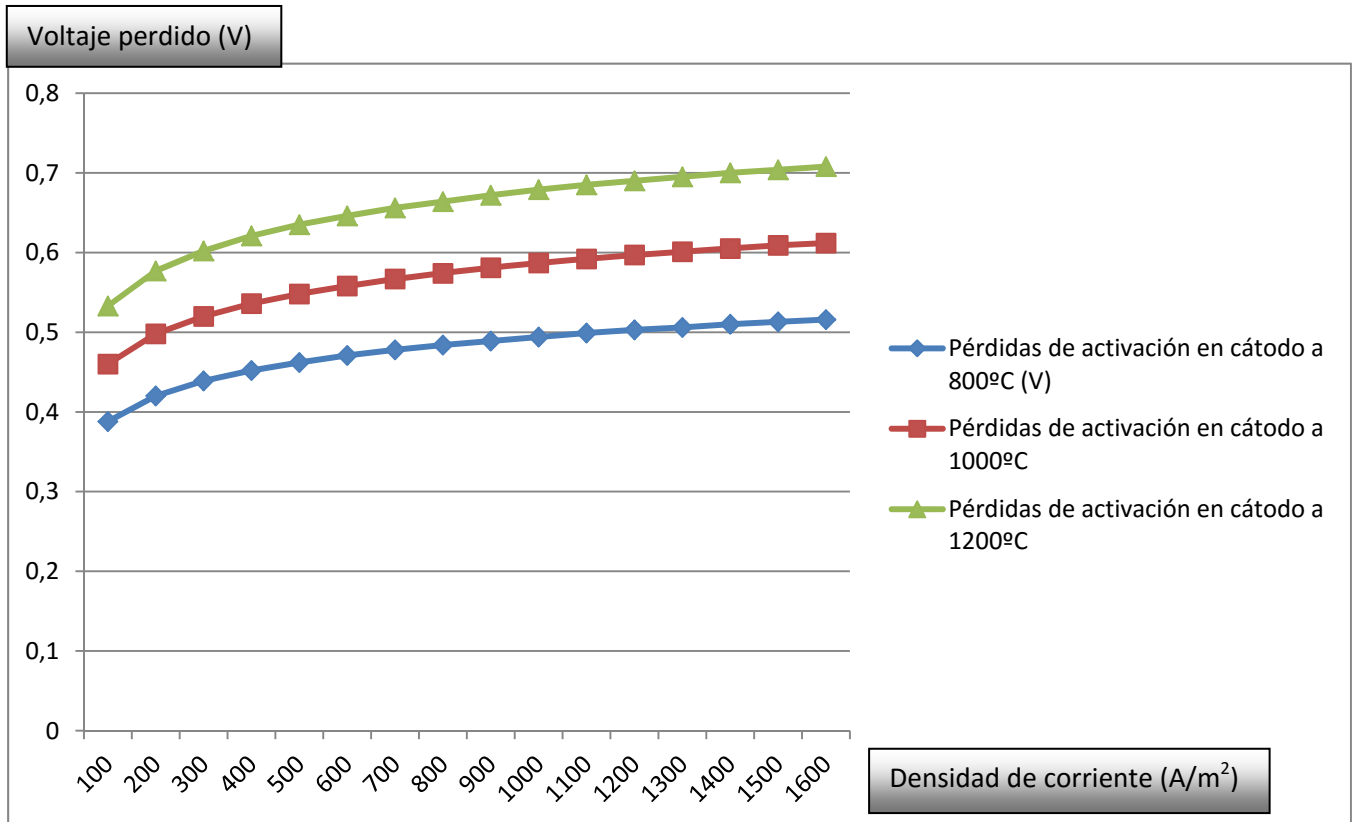
*Figura 15. Análisis de sensibilidad: eficiencia contra densidad de corriente.*

De acuerdo a la ecuación, tabla 1, la eficiencia es directamente proporcional al voltaje generado por la pila, por lo que es coherente que si el voltaje disminuye, también disminuya la eficiencia.

Como se ha indicado anteriormente, se realizará ahora un estudio de la variación de las pérdidas que se han calculado (activación en el cátodo, activación en el ánodo y concentración) y se obtendrá la variación de las pérdidas óhmicas (a través de una referencia) en función de la densidad de corriente empleada para tres temperaturas distintas.



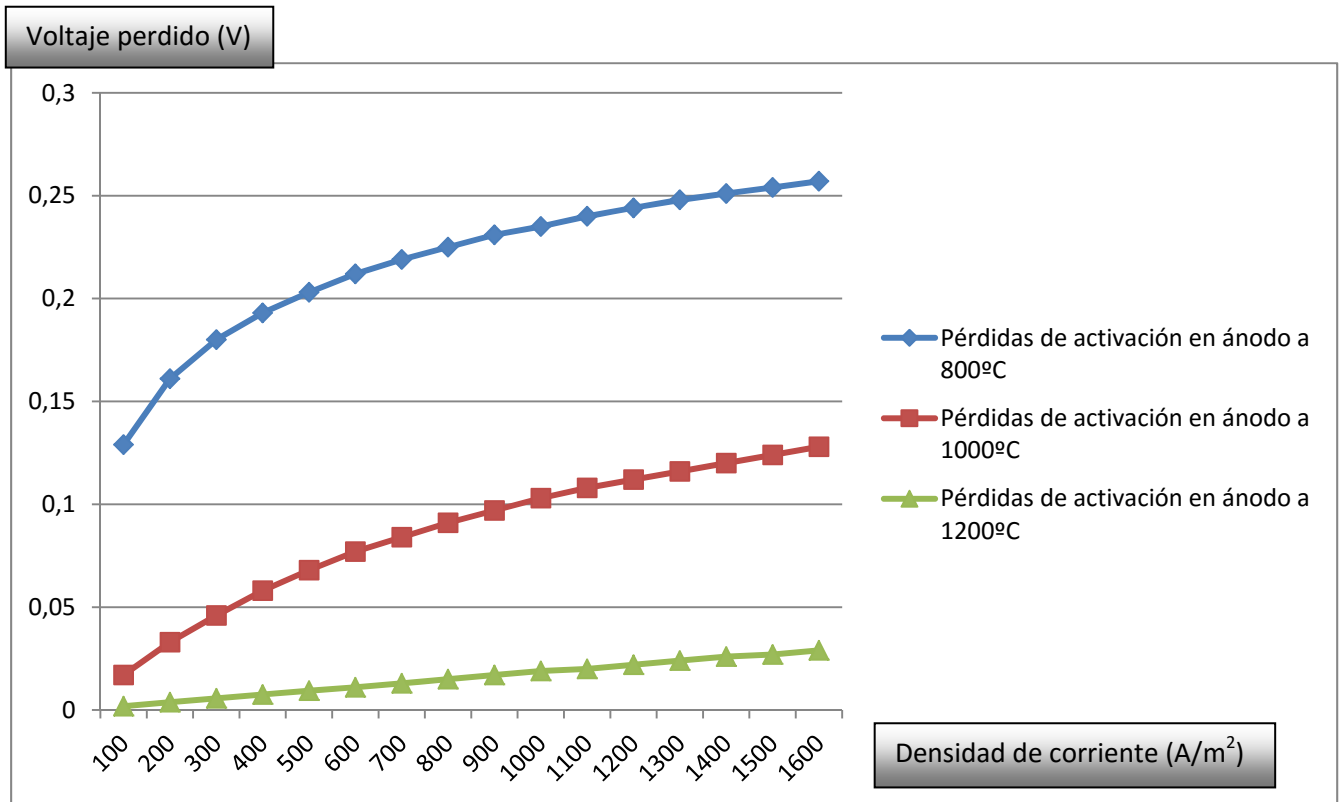
En primer lugar, las pérdidas de activación en el cátodo frente a la densidad de corriente para 800, 1000 y 1200 °C, en la figura 16.



*Figura 16. Análisis de sensibilidad: pérdidas de activación en cátodo frente a densidad de corriente a distintas temperaturas.*

En esta imagen se puede comprobar que las pérdidas de activación en el cátodo aumentan tanto con la temperatura como con la densidad de corriente, pero con la temperatura el incremento es más significativo. Por estas pérdidas se estabilizaban el voltaje, la potencia y la eficiencia en las figuras 8, 9 y 10.

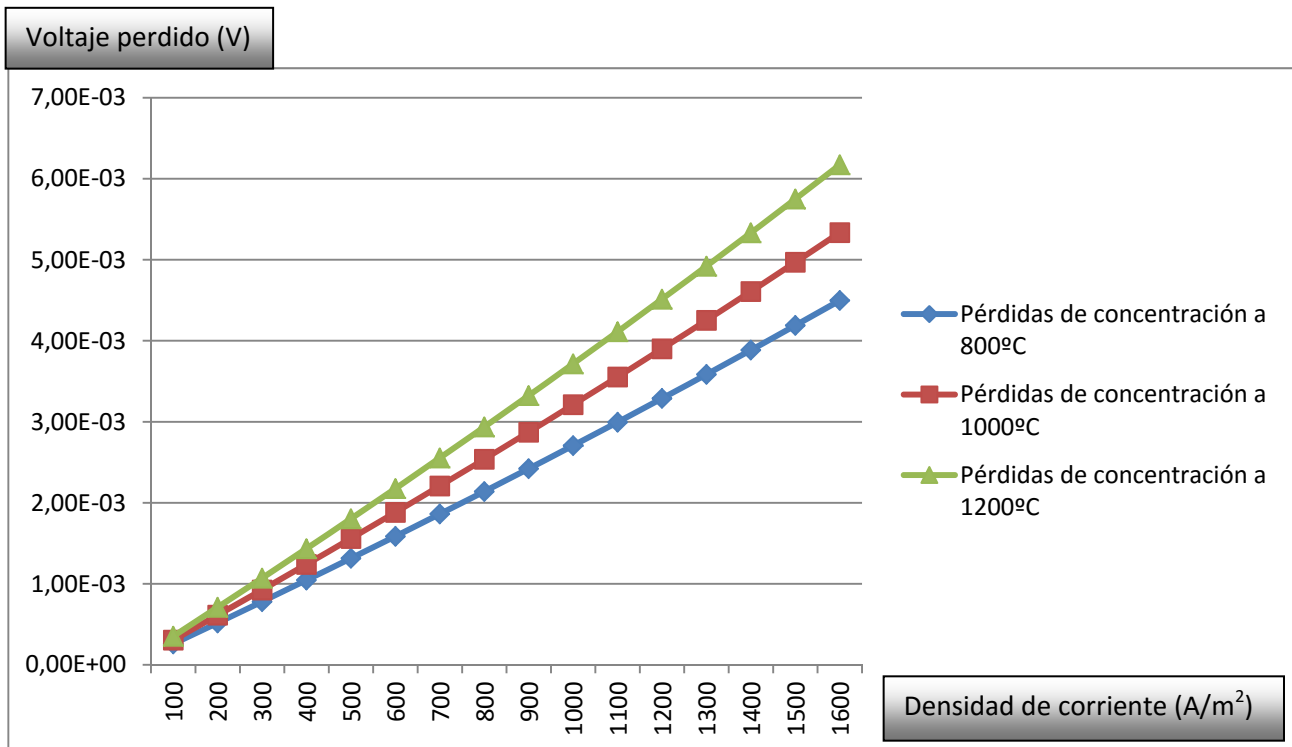
Las pérdidas de activación en el ánodo frente a la densidad de corriente a diferentes temperaturas se pueden ver en la figura 17.



*Figura 17. Análisis de sensibilidad: pérdidas de activación en ánodo frente a densidad de corriente a distintas temperaturas.*

En este caso, de manera inversa al del cátodo, las pérdidas disminuyen a medida que aumenta la temperatura, pero siguen aumentando ligeramente con la densidad de corriente. De todas formas, sus valores son menores a los obtenidos en la gráfica anterior para el cátodo.

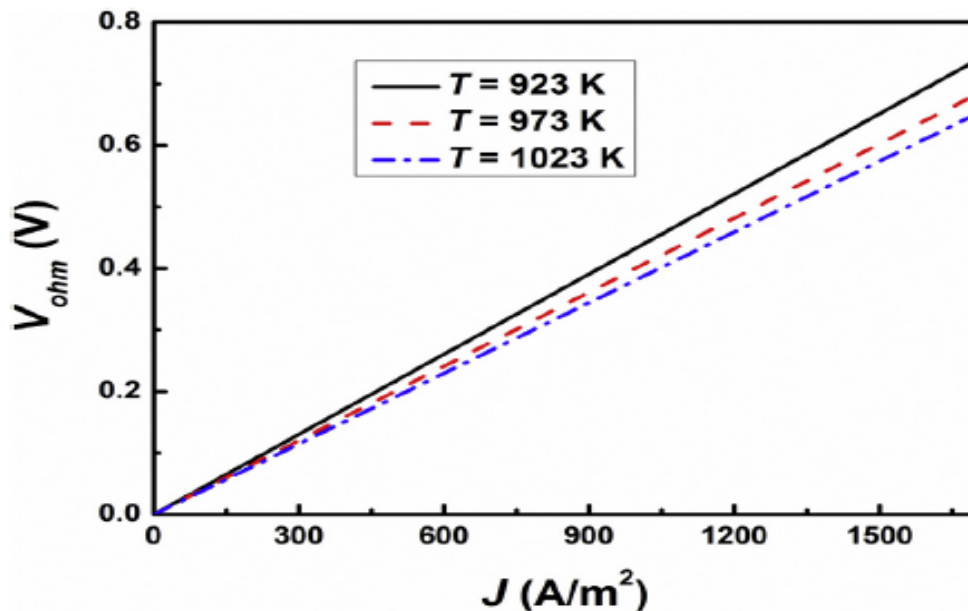
El análisis de sensibilidad de las pérdidas de concentración se encuentra en la figura 18.



*Figura 18. Análisis de sensibilidad: pérdidas de concentración frente a densidad de corriente a distintas temperaturas.*

En este caso toma mayor importancia la densidad de corriente que la temperatura, de acuerdo a la ecuación 7, tabla 1. Ambos parámetros son directamente proporcionales al sobrepotencial de concentración, pero el orden de magnitud de estas pérdidas es mucho menor que el de las demás.

Finalmente, obtenido del trabajo de la referencia 22, se tiene un estudio de las pérdidas óhmicas para tres temperaturas diferentes pero similares a las estudiadas en este proyecto. Este gráfico es el de la figura 19.



*Figura 19. Análisis de sensibilidad: pérdidas óhmicas frente a densidad de corriente a distintas temperaturas [24].*

En esta figura se puede comprobar la importancia que toman estas pérdidas a medida que aumenta la densidad de corriente, lo que explica la bajada en la potencia generada en la pila de la que se habló en la figura 12. También se puede comprobar que la estimación de que las pérdidas óhmicas para una temperatura de operación de 1000 °C y una densidad de corriente de 800  $A/m^2$  es de 0,3 V está algo por encima de lo que sugiere este gráfico, sin embargo, se decidió suponer este valor para estar en el lado de la seguridad y obtener resultados más conservadores.

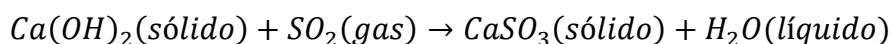


## **5. ESTUDIO MEDIOAMBIENTAL.**

Una de las principales ventajas de la central basada en DCFC, como se ha mencionado con anterioridad, es la posibilidad de obtener energía de un combustible que hasta ahora ha producido grandes cantidades de CO<sub>2</sub> al ser quemado reduciendo casi a cero esas emisiones a la atmósfera. El gas de salida de la pila se trata casi exclusivamente de dióxido de carbono y agua, por lo que la captura del gas contaminante es muy factible y barata. Además, el aumento de la eficiencia que supone la combinación del sistema DCFC y la turbina de vapor hacen factible una generación de dióxido de carbono mucho menor que en una central convencional, como se observará en las tablas comparativas de más adelante. Para capturar esta corriente de CO<sub>2</sub> no es necesario emplear ninguna tecnología que separe este gas de otros gases contaminantes, tales como la separación por membranas o por criogenización. En primer lugar, se elimina el agua presente en la mezcla mediante la compresión y el enfriamiento del gas, ya que de esta forma el agua pasa a estado líquido y es fácil separarla del dióxido de carbono en estado gaseoso. A continuación se debe eliminar las pequeñas cantidades de SO<sub>2</sub> que existen en el compuesto.

La eliminación del SO<sub>2</sub> requiere de un proceso conocido como “Flue-gas desulfurization” (FDG). Son una serie de tecnologías que, para una central convencional alimentada por carbón, son capaces de eliminar hasta el 90% o más del SO<sub>2</sub> presente en los gases de escape [29].

Por lo general es necesario eliminar las cenizas presentes tras la oxidación antes de eliminar el dióxido de azufre, pero al emplear una DCFC este paso no es necesario. El método más común de eliminación de SO<sub>2</sub> consiste en emplear un sólido alcalino, ya que se trata de un gas ácido. En concreto, se suele emplear carbonato de calcio mezclado con agua, para que la reacción sea la siguiente:



Muchas veces, para hacer más rentable económicamente este proceso el CaSO<sub>3</sub> (sulfito de calcio) es oxidado aún más para producir CaSO<sub>4</sub> · H<sub>2</sub>O (yeso). Este proceso se conoce como oxidación forzada y el yeso obtenido puede ser comercializado.

Finalmente se usa un compresor para aumentar la presión del flujo de CO<sub>2</sub> puro que se ha obtenido y ya es posible su envío a una zona de almacenamiento, normalmente por medio de líneas de tuberías similares a las empleadas para transportar petróleo, lo que implica la necesidad de una bomba. Actualmente está bastante extendida la técnica de inyectar este CO<sub>2</sub> capturado en yacimientos de petróleo para poder extraer la máxima cantidad posible, lo que en inglés se conoce como “enhanced oil recovery”[30]. Como una posible alternativa, entre otras, está la opción de inyectarlo en minas de carbón no explotables, ya que las moléculas de CO<sub>2</sub> se adhieren a la superficie del carbón. Durante este proceso el carbón libera metano que había absorbido previamente, y dicho metano puede ser recuperado (“enhanced coal bed methane recovery”[31]). Estas dos opciones posibilitarían la venta de ese gas capturado, lo que haría más factible económicamente esta tecnología, pero también es posible almacenar el CO<sub>2</sub> en formaciones salinas o en fondos oceánicos, cuya única utilidad sería evitar que el gas alcance la atmósfera y por tanto no aportaría ingresos económicos adicionales por parte de posibles compradores, sin embargo, sí seguiría siendo un motivo por el cual el gobierno del país donde interesase instalar esta tecnología consideraría aportar ayudas económicas para desarrollar la implementación de centrales basadas en DCFC.

Una vez explicado el proceso de captura del CO<sub>2</sub>, del cual se deducen las ventajas que suponen que el flujo extraído de la pila de combustible sea prácticamente dióxido de carbono puro y agua, es posible comparar las emisiones y los consumos con una central térmica convencional que también use carbón como combustible principal. Para esta comparación se ha seleccionado la central térmica de Cercs, en la provincia de Barcelona. Actualmente no se encuentra en funcionamiento, ya que cesó su actividad en el año 2012, pero estuvo funcionando durante cerca de 40 años con una capacidad de 162 MW [32]. Con el objetivo de hacer la comparación lo más adecuada posible, se ha ajustado la potencia obtenida mediante la central basada en la pila de combustible de forma que la potencia obtenida mediante el conjunto de pila más turbinas del ciclo de vapor complementario sea muy similar a la potencia de la central convencional, aunque según datos de “Global Energy Observatory” su producción máxima se alcanzó en el año 2006, con 1103 GWh generados, lo que equivaldría a una potencia constante de 125,9 MW [32]. Será a esos 125,9 MW de potencia a los que se ajustará la central teórica basada en DCFC para realizar las comparaciones de emisiones y costes. En la figura 20 hay recogida información de la planta térmica convencional de Cercs:

<b>Planta térmica de carbón de Cercs, España</b>	
Número de identificación asignado:	NatID 2116
Capacidad de diseño:	162 MW
Tipo de planta:	Térmica sub-crítica
Tipo de combustible:	Lignito
Localización:	Cercs, Cataluña, España
Red eléctrica:	Red Eléctrica de España, REE
Fuente de agua para refrigerar:	Reserva de Baells
Fuente de agua de reposición:	Reserva de Baells
Fabricante de la caldera:	Deutsche Babcock
Fabricante de la turbina:	Siemens
Modelo de la turbina:	SST-700
Fabricante del generador:	Siemens
Compañía dueña de la central:	E.ON España
Compañía operadora de la central:	E.ON España

*Figura 20. Datos de central convencional [32].*

Como se ha mencionado anteriormente, para la comparación de ambas centrales se han usado los datos de la central de Cercs pertenecientes al año 2006, en el cual se generaron un total de 1103 GWh. En la tabla de la figura 21 se recogen las emisiones de ambas centrales para una producción similar, usando lignito en ambas centrales [33]:

	Central convencional de Cercs	Central teórica basada en DCFC
GWh generados totales en un año:	1.103	1.116,17
Toneladas de CO <sub>2</sub> emitidas:	1.430.694	572.157,65
Toneladas de CO <sub>2</sub> capturadas:	0	572.157,65
Toneladas de SO <sub>x</sub> emitidas:	8.140	0
Toneladas de NO <sub>x</sub> emitidas:	4.080	0
Partículas emitidas (PM10):	1.370	0

*Figura 21. Comparación de emisiones entre ambas centrales [33].*

Como se puede observar, la central teórica emitiría cantidades significativamente menores de dióxido de carbono, que además sería capturado a un precio viable, y además no emitiría gases nocivos como el SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> o partículas sólidas. En parte estos valores se deben a que el carbón que no llega a oxidarse en la pila de combustible se puede recoger fácilmente, ya que estaría en estado sólido, y podría volver a introducirse en la pila hasta que se consiguiese oxidar prácticamente el 100% del combustible.

## 6. ESTUDIO ECONÓMICO.

Actualmente no existe ningún fabricante de pilas de combustible de carbonatos fundidos que se alimenten directamente de carbón sólido, aunque sí que hay modelos que se han desarrollado en laboratorios, tales como el desarrollado por los doctores Balachov y Dubois en el Instituto de Investigación de Stanford (SRI International), que se ha mencionado anteriormente [17].

Por ello, para el estudio económico de una central basada en una pila de combustible se trabajará con el diseño producido a nivel comercial por la empresa FuelCell Energy: DFC3000, capaz de generar 2,8 MW de potencia. Esta célula de combustible opera con combustibles gaseosos, como por ejemplo metano o los gases producidos tras la gasificación del carbón, por lo que el modelo no es exactamente igual al modelo de pila teórico que se ha estudiado en este proyecto. Sin embargo, es una aproximación adecuada a la hora de tratar las dimensiones ocupadas por la DCFC y el precio que podría llegar a costar, ya que el modelo de FuelCell Energy podría adaptarse para soportar carbón sólido con algunas modificaciones características de la tecnología de las pilas de combustible de óxido sólido (SOFC)[13].



El modelo DFC3000 producido por FuelCell Energy funciona en la actualidad con muy buenos resultados. La mayor planta de pilas de combustible construida a día de hoy se basa en este modelo, la llamada “Gyeonggi Green Energy facility”, consistiendo en 21 unidades que producen hasta 58,8 MW de potencia [34]. En la figura 22 se muestra una simulación en vista aérea de la planta, y en la figura 23 una fotografía de la planta real.



*Figura 22. Vista aérea de Gyeonggi Green Energy facility [34].*



*Figura 23. Fotografía de Gyeonggi Green Energy facility [34].*

Esta planta ocupa un espacio total de 20.640 metros cuadrados. Dado que en este proyecto se estudia una central teórica capaz de producir 125,9 MW de potencia, se considerará un isla de DCFC's con 36 módulos DFC3000 que en total serán capaces de producir 100,8 MW (el resto de potencia necesaria para llegar a los 125,9 MW los producirá la turbina con el vapor de agua calentado por los gases de escape). Por tanto, el espacio ocupado por la isla de pilas de combustible llegará a un total de 35.382,86 m<sup>2</sup>. Sin embargo, esta superficie se reduciría si se situasen las pilas de combustible en vertical, en un edificio de varias plantas, aunque hay que tener en cuenta que cada unidad de DFC3000 pesa en total 395.000 libras, que equivale a unos 179.170 kg [35]. A esta superficie habría que sumar una zona de almacenamiento del carbón, que puede ocupar otros 10.000 m<sup>2</sup>, el edificio de turbinas, la zona de generación de electricidad, y la isla de captura del CO<sub>2</sub>, así como otros edificios auxiliares. En total, la superficie final de la central teórica basada en pilas de combustible rondará los 150.000 m<sup>2</sup> (15 hectáreas). En comparación, la planta térmica de carbón de Cercs ocupaba en torno a 190.000 m<sup>2</sup> (19 hectáreas).



## ***Estudio termoeconómico de centrales térmicas basadas en células de combustible de carbón.***

Para abordar el estudio económico de la central, se comenzará por estudiar los costes asociados a la DCFC, de nuevo tomando como referencia el modelo DFC3000 de FuelCell Energy. Los datos se han obtenido de una competición organizada en el año 2012 llamada “Hydrogen Student Design Contest”, en Estados Unidos, en la que estudiantes de distintas universidades competían para diseñar en su totalidad un sistema de generación de energía mediante pilas de combustible para un campus universitario. La tecnología a emplear era justamente la desarrollada por FuelCell Energy, y dicha compañía ofreció los datos económicos necesarios para la realización del proyecto. Se emplearán esos mismos datos para el estudio tratado en este escrito.

El coste de los productos ofrecidos por esta compañía es:

- DFC300 (300 kW de potencia) 3,500 \$/kW o \$1.05 MM en total.
- DFC1500 (1,4 MW de potencia) 2,400 \$/kW o \$3.36 MM en total.
- DFC3000 (2,8 MW de potencia) 2,300 \$/kW o \$6.44 MM en total.

Por otro lado, se ha establecido un coste de mantenimiento final de 3cents/kWh, que incluye todos los costes de mantenimiento combinados excepto el coste del combustible: regeneración de la célula de combustible, regeneración del equipo desulfurador del combustible, cambio del filtro de aire, cambio de químicos y componentes del tratamiento del agua, reposición de nitrógeno líquido, etc [35], [36].

Por tanto, las 36 unidades de DFC3000 tendrán un coste inicial de 231,84 millones de dólares. Con una potencia de 100,8 MW, en un año se podrían llegar a producir 883.008 MWh, por lo que el coste de mantenimiento anual ascendería a 26.490.240 de dólares (recordar que la energía que resta por producir para alcanzar un valor similar al de la central convencional la aportará la turbina de vapor).



## ***Estudio termoeconómico de centrales térmicas basadas en células de combustible de carbón.***

A continuación, el precio del combustible. Para ajustar la potencia de esta central teórica de forma que produjese una potencia muy similar a la central de Cercs se determinó que el gasto de carbono tendría que ser 4,948 kg/s, por lo que el gasto del combustible empleado sería 8,392 kg/s. El combustible empleado en ambas centrales también es el mismo, lignito, con una proporción de carbono estimada cercana al 60% (58,96% concretamente [26]). En consecuencia, en un año serían necesarias 264.650,112 toneladas de lignito. El precio del lignito en el año 2013 según la “U.S. Energy Information Administration” era de 19,96\$ por tonelada [37], y el precio medio por el transporte del combustible era de 7,97\$ por tonelada. Por tanto, cada tonelada de lignito supondría un coste aproximado de 27,93\$ incluyendo el transporte, y finalmente, el coste anual de combustible de la central teórica ascendería a 7.391.677,63\$. La central de Cercs, en comparación, habría necesitado un gasto de combustible de 20.985 kg/s para poder generar esos 1103GWh que produjo en el año 2006 (para este cálculo se ha usado un poder calorífico del lignito de 15 MJ/kg [27] y un rendimiento de la planta del 40%, incluyendo el rendimiento de la caldera). El coste anual de combustible para esta central convencional sería por tanto 18.483.598,07\$. El motivo principal de que la central teórica consuma menor cantidad de combustible para generar la misma potencia se debe al alto rendimiento que garantiza la combinación de los módulos DFC3000 con la turbina de vapor.

Los precios aproximados de cada componente de las plantas térmicas se han extraído del informe de ESMAP, en el cual Dirk Pauschert realiza un estudio de los costes de los elementos para centrales térmicas de carbón de 300 MW, 500 MW y 800 MW situadas en Estados Unidos, India y Rumania [38]. Para deducir el precio de los componentes de la central de Cercs, que tenía una potencia de 162 MW, se han tomado como referencia las centrales situadas en Estados Unidos. Se han realizado relaciones de proporcionalidad directa con la central de 300 MW y la de 500 MW, estableciendo que el precio correspondiente a la central de 162 MW sería aproximadamente la media entre los valores obtenidos haciendo la proporcionalidad con la central de 300 MW y la central de 500 MW. Finalmente, para ajustar algo más el precio a la realidad debido a que el precio de los componentes de la central de Cercs no sería realmente proporcional al de las otras centrales, se ha sumado a los costes un 10% de los precios de cada elemento. En la figura 24 se puede observar una tabla con los precios de los componentes de la central térmica de carbón de 162 MW. Cada coste incluye equipamiento, material y labor por parte de los trabajadores.

<b>Coste aproximado de los componentes de una central convencional de 162 MW, en millones de \$</b>	
Trabajo del terreno/Civil	29,0763
Acero estructural	15,93108
<b>Equipo</b>	
Caldera	60,71274
Turbina de vapor	22,70268
Tratamiento del carbón	21,25332
Tratamiento de las cenizas	6,97356
Eliminación de partículas	10,06236
Desulfuración de gases de combustión	32,2542
Reducción Catalítica Selectiva	15,12918
Coste total del equipo	169,08804
Eléctrico	25,88652
Tuberías	17,91504
Instalaciones generales	71,874
<b>Costes directos</b>	<b>329,77098</b>
Costes indirectos	24,87078
Ingeniería y costes administrativos	34,22034
Coste por posibles imprevistos	58,3308
<b>Coste final de la planta</b>	<b>447,1929</b>

*Figura 24. Coste aproximado de los componentes de la central de Cercs  
(adaptación de [38]).*

Para la central teórica, habría que sustituir el precio de la caldera por el precio de los 36 módulos DFC3000, y reducir el precio de la turbina de vapor, que ya no tendría que suministrar 162 MW sino menos de 50 MW. El resto de costes pueden considerarse iguales en ambas centrales, por lo que el desglose económico de la central teórica basada en pilas de combustible sería el que aparece en la figura 25, aunque hay que añadir el coste de la isla de captura de CO<sub>2</sub>. Nótese sin embargo, que aunque se hable de una isla de captura de CO<sub>2</sub>, con esta tecnología no es necesario invertir en procesos que separen el dióxido de carbono de otros gases, ya que se encuentra directamente en una proporción lo suficientemente alta para que se pueda comprimir y enviar a almacenaje.





## ***Estudio termoeconómico de centrales térmicas basadas en células de combustible de carbón.***

Por tanto, los costes de esta isla de captura de  $\text{CO}_2$  son mucho menores a los que se pueden encontrar en otras centrales térmicas convencionales, ya que solo incluyen los gastos de almacenaje y transporte. Dichos gastos se han extraído del artículo escrito por Edward S. Rubin, John E. Davison y Howard J. Herzog en la revista internacional de control de gases invernaderos, llamado “The cost of  $\text{CO}_2$  capture and storage” [39]. En concreto, el coste del transporte del  $\text{CO}_2$  se ha estimado en  $3\$/\text{tonCO}_2/250\text{ km}$  para centrales que producen menos de  $3\text{ MtonCO}_2/\text{año}$ . Se asumirá que la distancia de transporte es  $250\text{ km}$ , por lo que el precio de transporte será aproximadamente de  $3\$/\text{tonCO}_2$ . Por otro lado, el coste de almacenaje para un carbón de baja calidad como es el caso está en torno a  $5\$/\text{tonCO}_2$ , tomando la media de distintos estudios.

Usando estos precios, y teniendo en cuenta que el flujo de  $\text{CO}_2$  expulsado por las pilas de combustible es  $18,143\text{ kg/s}$ , se tendrá al final del año un total de  $572.157,65$  toneladas de  $\text{CO}_2$ . Esto supondrá un coste anual de transporte de  $1,716$  millones de dólares, y un coste anual de almacenaje de  $2,861$  millones de dólares.

Por último, para completar la lista de precios de la central teórica basada en DCFC habría que tener en cuenta el precio de los intercambiadores de calor que se encargarán de evaporar el agua del ciclo de las turbinas de vapor usando el calor de los flujos calientes de dióxido de carbono y de las sales de la pila. El coste medio de un intercambiador de calor se estima en  $1,2$  millones de dólares [40], y en la central teórica serían necesarios  $4$  intercambiadores [26], por lo que el precio sería de  $4,8$  millones de dólares. El coste final de la central teórica aparece en la siguiente página:

<b>Coste aproximado de los componentes de una central teórica basada en DCFC, en millones de \$</b>	
Trabajo del terreno/Civil	29,0763
Acero estructural	15,93108
<b>Equipo</b>	
36 módulos DFC3000	231,84
Turbina de vapor	11,35
Tratamiento del carbón	21,25332
Tratamiento de las cenizas	6,97356
Eliminación de partículas	10,06236
Desulfuración de gases de combustión	32,2542
Reducción Catalítica Selectiva	15,12918
Intercambiadores de calor	4,8
<b>Captura de CO<sub>2</sub></b>	
Transporte (anual)	1,716
Almacenaje (anual)	2,861
Coste total del equipo	338,23962
Eléctrico	25,88652
Tuberías	17,91504
Instalaciones generales	71,874
<b>Costes directos</b>	<b>498,92256</b>
Costes indirectos	24,87078
Ingeniería y costes administrativos	34,22034
Coste por posibles imprevistos	58,3308
<b>Coste final de la planta</b>	<b>616,34448</b>

*Figura 25. Coste aproximado de los componentes de la central basada en DCFC*

*(adaptación de [38]).*

Según la página web de la Red Eléctrica Española el precio del mercado “spot” de la electricidad en España es de 43 €/MWh [41], lo que equivaldría a 47,3 \$/MWh (actualmente el euro se paga a 1,10 dólares). Se ha intentado ajustar la central basada en DCFC para obtener los 125,9 MW de potencia a los que habría trabajado la central convencional de Cercs para producir esos 1103 GWh en el año 2006, y finalmente se ha conseguido que la central teórica produzca 100,8 MW con la célula de combustible y 26,617 MW con la turbina, lo que suma un total de 127,417 MW, que se aproxima lo suficiente al valor deseado. Con una potencia de 127,417 MW se podría generar en un año un total de 1116,173 GWh. Con estos datos de producción de electricidad y el precio de la electricidad se puede obtener la ganancia anual de ambas centrales, y compararlas con sus gastos anuales, que en el caso de la central de Cercs consisten en el precio del carbón, y en el caso de la central basada en DCFC consisten en el precio del carbón, los gastos para regenerar las pilas y los gastos debidos a la captura del dióxido de carbono. En la tabla de la figura 26 se recogen estos datos.

Balance de ganancias anuales de ambas centrales		
	Central convencional de Cercs	Central teórica basada en DCFC
<b>Datos</b>		
Energía producida total, MWh	1.103.000	1.116.173
Energía producida por la DCFC, MWh	0	883.008
Energía producida por la turbina, MWh	1.103.000	233.165
Precio de venta de la electricidad, \$/MWh		47,3
Toneladas de carbón usadas	661.782,96	264.650,11
Precio del carbón, \$/ton		27,93
Toneladas de CO <sub>2</sub> producidas	1.430.694	572.157,65
Coste de captura del CO <sub>2</sub> , \$/tonCO <sub>2</sub>		8
Coste de mantenimiento de las DCFC, \$/kWh		0,03
<b>Ingresos</b>		
Ingresos por electricidad, \$	52.171.900	52.794.982,90
<b>Gastos</b>		
Coste total del carbón, \$	18.483.598	7.391.677,63
Captura del CO <sub>2</sub> , \$	0	4.577.261,20
Mantenimiento de las DCFC, \$	0	33.485.190
<b>Balance</b>		
Ingresos totales, \$	52.171.900	52.794.982,90
Costes totales, \$	18.483.598	45.454.128,83
<b>Beneficios, \$</b>	<b>33.688.302</b>	<b>7.340.854,07</b>

Figura 26. Balance de ganancias de las dos centrales [37], [39], [41].



En esta tabla se representa claramente la desventaja económica de la central teórica basada en DCFC frente a la central convencional, ya que los beneficios anuales de la central de Cercs serían más de cuatro veces mayores que los beneficios teóricos de la central basada en pilas de combustible. Esto se debe a dos motivos:

- **Mantenimiento de las DCFC:** Al tratarse de una tecnología poco desarrollada, los costes de mantenimiento de las celdas de combustible son demasiado altos (0,03 \$/kWh) lo que reduce significativamente sus ganancias anuales. Con la investigación adecuada, en un futuro se podría intentar reducir este coste de mantenimiento y mejorar los beneficios de estas centrales.
- **Captura del CO<sub>2</sub>:** En esta comparación se ha tenido en cuenta que la central de Cercs no realiza ningún tipo de captura de dióxido de carbono, por lo que inevitablemente tendrá esa ventaja económica frente a la central teórica, a pesar de que los costes de emplear esta tecnología en la central basada en DCFC son mucho menores a los que implicaría aplicarla a la central de Cercs.

A pesar de que las ganancias anuales serían bastante menores, la central teórica produciría energía de una forma mucho más limpia que la central de Cercs, cuyas emisiones se indicaron anteriormente en el estudio ambiental (figura 9). Si a continuación se realizase la misma comparación suponiendo esta vez que la central de Cercs también captura el CO<sub>2</sub> producido, quedarían reflejadas con mayor claridad las ventajas de la central basada en células de combustible de sales carbonatadas fundidas. Para esta nueva comparación, se debe tener en cuenta que los costes de la captura de CO<sub>2</sub> de la central convencional no son los mismos. Es más caro aplicar esta tecnología porque la combustión del carbono producirá un gas menos puro que incluye otros contaminantes (SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, PM10 y CO, por ejemplo), y habrá que aplicar técnicas de separación del CO<sub>2</sub> que son las que realmente encarecen la captura. El coste de estas técnicas de captura del CO<sub>2</sub> es igual a 46 \$/tCO<sub>2</sub> de media, de acuerdo a "The cost of CO<sub>2</sub> capture and storage" [39]. A este precio habría que sumar los 8 \$/tCO<sub>2</sub> que costaba el transporte y el almacenamiento, que era el precio de la captura en la central teórica. En total, evitar esas toneladas de dióxido de carbono a la atmósfera costará esta vez 54 \$/tCO<sub>2</sub>. Además, las emisiones serán mucho mayores. La nueva tabla comparativa está en la figura 27.

Balance de ganancias anuales de ambas centrales		
	Central convencional de Cercs	Central teórica basada en DCFC
<b>Datos</b>		
Energía producida total, MWh	1.103.000	1.116.173
Energía producida por la DCFC, MWh	0	883.008
Energía producida por la turbina, MWh	1.103.000	233.165
Precio de venta de la electricidad, \$/MWh		47,3
Toneladas de carbón usadas	661.782,96	264.650,11
Precio del carbón, \$/ton		27,93
Toneladas de CO <sub>2</sub> producidas	1.430.694	572.157,65
Coste de captura del CO <sub>2</sub> para teórica, \$/tonCO <sub>2</sub>		8
Coste de captura del CO <sub>2</sub> para convencional, \$/tonCO <sub>2</sub>		46
Coste de mantenimiento de las DCFC, \$/kWh		0,03
<b>Ingresos</b>		
Ingresos por electricidad, \$	52.171.900	52.794.982,90
<b>Gastos</b>		
Coste total del carbón, \$	18.483.598	7.391.677,63
Captura del CO <sub>2</sub> , \$	77.257.460	4.577.261,20
Mantenimiento de las DCFC, \$	0	33.485.190
<b>Balance</b>		
Ingresos totales, \$	52.171.900	52.794.982,90
Costes totales, \$	95.741.059	45.454.128,83
<b>Beneficios, \$</b>	<b>-43.569.159</b>	<b>7.340.854,07</b>

*Figura 27. Balance de ganancias de las dos centrales suponiendo captura en ambas  
[37], [39], [41].*

Los números recogidos en esta nueva comparación se ajustan a la realidad de hoy en día, en la que la mayoría de las centrales energéticas son reacias a aplicar captura de CO<sub>2</sub> debido en primer lugar a estas pérdidas económicas, y en segundo lugar a la disminución de potencia que suponen de la central. Este es especialmente el caso para centrales térmicas pequeñas que usan carbón como combustible principal, en concreto un carbón de baja calidad como el lignito. Era de esperar que una planta como la de Cercs sufriese considerablemente las desventajas de esta tecnología, que por lo general se aplica a centrales de gran producción y que usen otro combustible, como por ejemplo gas natural, ya que sus emisiones de CO<sub>2</sub> son menores en proporción a su generación de electricidad.



## ***Estudio termoeconómico de centrales térmicas basadas en células de combustible de carbón.***

Por tanto, una central basada en DCFC posibilitaría en principio la captura de CO<sub>2</sub> desde el punto de vista económico incluso en centrales de poca potencia y que usan carbón como combustible, lo que hasta ahora no ha sido viable. Sin embargo, cuentan con otros problemas que han impedido que estas centrales estén más extendidas por el mundo.

El principal motivo por el que la central teórica simulada en este proyecto no es viable es el tiempo de vida de los módulos DFC3000. Según los números obtenidos en la figura 15, la central teórica empezaría a producir beneficios a sus inversores a muy largo plazo, a partir de los 84 años (aunque no se han tenido en cuenta posibles subvenciones del Estado), debido al coste de mantenimiento que reduce significativamente los beneficios. Sumado a este problema, está el hecho de que, a pesar de estar comercializados, en sus especificaciones se indica que están diseñados para un tiempo de vida de unos 20 años, asumiéndose que son mantenidos adecuadamente cada año [35]. Esto implica una inversión adicional de 231,84 millones de dólares cada 20 años para cambiar las pilas de combustible, y en 20 años los beneficios solo llegan hasta los 146,82 millones de dólares, lo que termina por hacer imposible esta tecnología actualmente.



## ***Estudio termoeconómico de centrales térmicas basadas en células de combustible de carbón.***

### **7. CONCLUSIONES.**

En este proyecto se ha tratado la teoría referente a la tecnología de la pila de combustible alimentada por carbón y se ha estudiado la posibilidad de implementar dicha tecnología en una planta térmica con el objetivo de producir electricidad en la escala de los megawattios con un efecto contaminante muy inferior al esperado por una central convencional. Adicionalmente, se ha demostrado que la pureza de los gases de escape producidos por la pila posibilita la captura del CO<sub>2</sub> a un precio asequible y sin afectar al rendimiento de la central, reduciendo aún más las emisiones contaminantes.

El estudio de la planta térmica basada en una célula de combustible alimentada por carbón pulverizado se ha realizado desde tres puntos de vista diferentes: térmico, medioambiental y económico.

El estudio térmico de la central probó que esta tecnología es en teoría viable. La temperatura más alta alcanzada por los componentes y flujos presentes sería de 1000°C, lo que es exigente para la pila de combustible, pero como se ha explicado en este trabajo, existen prototipos en desarrollo que serían capaces de trabajar con carbón sólido y estas altas temperaturas. El reto en esta parte consistiría en superar la etapa de investigación y alcanzar el punto en el que este tipo de pila de combustible fuese comercializable, al igual que lo es el módulo DFC3000 para lo cual sería necesario invertir más dinero en este sector. Sin embargo, los altos rendimientos que se pueden alcanzar con esta tecnología son un motivo importante para realizar dichas inversiones.

El estudio medioambiental demostró que desarrollar este tipo de centrales sería muy interesante ya que no solo se emiten menos cantidades de dióxido de carbono a la atmósfera sino que la cantidad emitida se puede capturar a un precio reducido debido a la pureza del gas. Además, las emisiones de otros contaminantes nocivos para la salud son casi nulas. En consecuencia, desde este punto de vista de protección del medio ambiente, es recomendable implantar más centrales basadas en pilas de combustible de carbón.



## ***Estudio termoeconómico de centrales térmicas basadas en células de combustible de carbón.***

Finalmente, el estudio económico descubrió el verdadero inconveniente de este tipo de centrales. Sus altos costes de mantenimiento, sumados al hecho de que las pilas de combustible tienen un tiempo de vida bastante limitado, lo que implicaría nuevas inversiones cada veinte años para sustituirlas, superan ampliamente los beneficios económicos generados. En teoría es posible que las pilas funcionen pasados esos veinte años, pero sufriendo penalizaciones en su rendimiento y sin ninguna garantía de que no terminen por fallar en algún momento. Para que posibles inversores empezasen a mostrar interés por esta tecnología sería necesario, en primer lugar, reducir el coste de la regeneración de las pilas y, a continuación, aumentar el tiempo de vida de las mismas. La forma de alcanzar estos objetivos consistiría en un aumento de las ayudas por parte de los gobiernos a los equipos investigadores de esta área, que a la larga les reportarían beneficios al vender sus derechos de emisión de CO<sub>2</sub> a los gobiernos de otros países.

En resumen, tras analizar los datos obtenidos con la simulación realizada en este Proyecto de Fin de Grado, se concluye que aunque la tecnología no es viable en la actualidad, una vez vistas las ventajas medioambientales y de rendimiento que supone, es muy interesante invertir capital en su desarrollo para aprovechar las grandes reservas de carbón existentes de la manera más eficiente posible.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] W. R. G. E. M.A, “XXIV. On voltaic series and the combination of gases by platinum,” *Philos. Mag. Ser. 3*, vol. 14, no. 86, pp. 127–130, Feb. 1839.
- [2] Grove WR, *Philosophical Magazine and Journal of Science*. “On a gaseous voltaic battery.” Taylor & Francis., 1842.
- [3] L. Carrette, K. A. Friedrich, and U. Stimming, “Fuel Cells – Fundamentals and Applications,” *Fuel Cells*, vol. 1, no. 1, pp. 5–39, May 2001.
- [4] “Horizon Fuel Cell Technologies,” *Horizon Fuel Cell Technologies*. [Online]. Available: <http://www.horizonfuelcell.com/>. [Accessed: 16-Feb-2016].
- [5] “Samsung Everland To Install 4.8-MW Fuel Cell System.” [Online]. Available: <http://www.renewableenergyworld.com/articles/2008/10/samsung-everland-to-install-4-8-mw-fuel-cell-system-53975.html>. [Accessed: 16-Feb-2016].
- [6] S. Giddey, S. P. S. Badwal, A. Kulkarni, and C. Munnings, “A comprehensive review of direct carbon fuel cell technology,” *Prog. Energy Combust. Sci.*, vol. 38, no. 3, pp. 360–399, Jun. 2012.
- [7] “Fuel cell,” *Wikipedia, the free encyclopedia*. 27-Jan-2016.
- [8] “Annual Energy Outlook 2015,” *US Energy Inf. Adm.*
- [9] H. Auer, “Global Warming Blog by Henry Auer: Modern CO2 Levels Far Exceed Any in the Past 800,000 Years,” *Global Warming Blog by Henry Auer*, 21-May-2013. .
- [10] William W. Jacques, “Method of converting potential energy of carbon into electrical energy.”
- [11] National Research Council (U. S.). Committee on Chemistry of Coal Utilization, *Chemistry of coal utilization. Volume 1 / prepared by the Committee on Chemical Utilization of Coal, Division of Chemistry and Chemical Technology, National Research Council*. New York: John Wiley, New York : John Wiley, c1945.
- [12] D. Gidaspow, “Fuel cells and fuel batteries. A guide to their research and development, H. A. Liebhafsky and E. J. Cairns, John Wiley and Sons, New York (1968). 692 pages.,” *AIChE J.*, vol. 15, no. 2, pp. 319–319, Mar. 1969.
- [13] Christopher Munnings, Sarbjit Giddey, and Sukhvinder Badwal, “Direct Carbon Fuel Cells: An Ultra-Low Emission Technology for Power Generation,” *CORNERSTONE MAG.* .
- [14] A. Arenillas, J.A. Menéndez, G.E. Marnellos, M. Konsolakis, V. Kyriakou, K. Kammer, C. Jiang, A. Chien, and J.T.S. Irvine, “Direct coal fuel cells (DCFC). The ultimate approach for a sustainable coal energy generation.” .
- [15] B. H. Steven Crouch-Baker, “Direct carbon conversion: progressions of power. Feature: research. New York IOP publishing,” 2006.
- [16] J. F. Cooper, N. Cherepy, and R. L. Krueger, “Tilted fuel cell apparatus,” US6878479 B2, 12-Apr-2005.
- [17] “SRI shares clean power generation expertise at 2005 Fuel Cell Seminar | SRI International.” [Online]. Available: <https://www.sri.com/newsroom/press-releases/sri-international-presents-novel-direct-carbon-fuel-cell-technology-industry>. [Accessed: 11-Jul-2016].

- [18] K. Tanimoto, M. Yanagida, T. Kojima, Y. Tamiya, H. Matsumoto, and Y. Miyazaki, "Long-term operation of small-sized single molten carbonate fuel cells," *J. Power Sources*, vol. 72, no. 1, pp. 77–82, Mar. 1998.
- [19] D. W. McKee and D. Chatterji, "The catalytic behavior of alkali metal carbonates and oxides in graphite oxidation reactions," *Carbon*, vol. 13, no. 5, pp. 381–390, 1975.
- [20] R. R. D. Wheeler, "Molten Carbonate and Phosphoric Acid Stationary Fuel Cells: Overview and Gap Analysis," National Renewable Energy Laboratory, Sep. 2010.
- [21] J. R. Selman, "Molten-salt fuel cells—Technical and economic challenges," *J. Power Sources*, vol. 160, no. 2, pp. 852–857, Oct. 2006.
- [22] "Molten carbonate fuel cell - Wikipedia, the free encyclopedia." [Online]. Available: [https://en.wikipedia.org/wiki/Molten\\_carbonate\\_fuel\\_cell](https://en.wikipedia.org/wiki/Molten_carbonate_fuel_cell). [Accessed: 02-Aug-2016].
- [23] Q. Liu, Y. Tian, C. Xia, L. T. Thompson, B. Liang, and Y. Li, "Modeling and simulation of a single direct carbon fuel cell," *J. Power Sources*, vol. 185, no. 2, pp. 1022–1029, Dec. 2008.
- [24] H. Zhang, L. Chen, J. Zhang, and J. Chen, "Performance analysis of a direct carbon fuel cell with molten carbonate electrolyte," *Energy*, vol. 68, pp. 292–300, Apr. 2014.
- [25] F. Ishak, I. Dincer, and C. Zamfirescu, "Energy and exergy analyses of direct ammonia solid oxide fuel cell integrated with gas turbine power cycle," *J. Power Sources*, vol. 212, pp. 73–85, Aug. 2012.
- [26] Stefano Campanari, Matteo Gazzani, and Matteo C. Romano, "Analysis of Direct Carbon Fuel Cell Based Coal Fired Power Cycles With CO<sub>2</sub> Capture," *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, vol. 135, Jan. 2013.
- [27] "Lignito," *Wikipedia, la enciclopedia libre*. 16-Nov-2015.
- [28] "Efficient - Fuel Cell Energy." [Online]. Available: <http://www.fuelcellenergy.com/why-fuelcell-energy/benefits/efficient/>. [Accessed: 19-Sep-2016].
- [29] "Flue-gas desulfurization," *Wikipedia, the free encyclopedia*. 13-Jun-2016.
- [30] "Enhanced oil recovery," *Wikipedia, the free encyclopedia*. 10-Jun-2016.
- [31] "Enhanced coal bed methane recovery," *Wikipedia, the free encyclopedia*. 14-May-2014.
- [32] "Cercs (Serchs) Coal Power Plant Spain - GEO." [Online]. Available: <http://globalenergyobservatory.org/geoid/43833>. [Accessed: 04-Jul-2016].
- [33] "Información pública - Informe detallado CENTRAL TÉRMICA DE CERCS | PRTR España." [Online]. Available: [http://www.prtr-es.es/informes/fichacomplejo.aspx?Id\\_Complejo=1917](http://www.prtr-es.es/informes/fichacomplejo.aspx?Id_Complejo=1917). [Accessed: 04-Jul-2016].
- [34] "World's Largest Fuel Cell Plant Opens in South Korea." [Online]. Available: <http://www.powermag.com/worlds-largest-fuel-cell-plant-opens-in-south-korea/>. [Accessed: 11-Jul-2016].
- [35] "DFC3000™ 2.8 MW POWERPLANT SPECIFICATION SUMMARY," FuelCell Energy, Inc., Jan. 2011.
- [36] Matti Lilback, Fred Jahnke, and Joseph M. Daly, "2012 Hydrogen Student Design Contest Q&A." .



## ***Estudio termoeconómico de centrales térmicas basadas en células de combustible de carbón.***

- [37] “Coal Prices and Outlook - Energy Explained, Your Guide To Understanding Energy - Energy Information Administration.” [Online]. Available: [http://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm?page=coal\\_prices](http://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm?page=coal_prices). [Accessed: 15-Jul-2016].
- [38] Dirk Pauschert, “Study of Equipment Prices in the Power Sector,” Energy Sector Management Assistance Program, Estados Unidos, ESMAP Technical Paper 122/09, Dec. 2009.
- [39] “The cost of CO<sub>2</sub> capture and storage.” [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1750583615001814>. [Accessed: 20-Jul-2016].
- [40] 08/01/2013 | Donald Hite, “Improve Plant Heat Rate with Feedwater Heater Control,” *POWER Magazine*, 01-Aug-2013. .
- [41] “Bienvenido | ESIOS electricidad · datos · transparencia.” [Online]. Available: <https://www.esios.ree.es/es>. [Accessed: 25-Jul-2016].



## ANEXO

Cálculos internos de la pila de combustible de carbonatos fundidos alimentada por carbón pulverizado mediante el software Mathcad:

### CÁLCULOS PARA LA PILA DE COMBUSTIBLE DE CARBÓN CON ÁNODO DE CARBONATO FUNDIDO.

#### Suposiciones iniciales para cálculos de la planta térmica:

Temperatura de operación de la pila:	$T_{mca} := (1000 + 273)K$
Incremento de la temperatura del gas:	$\Delta T_{mca} := 200K$
Temperatura del ambiente:	$T_{amb} := 298K$
Coefficiente de transferencia de carga:	$\beta := 0.5$
Presión de operación de la pila:	$p_{mca} := 101325$
Constante de los gases ideales:	$R_g := 8.314 \left( \frac{J}{mol \cdot K} \right)$
Constante de Faraday:	$F_f := 96485 \left( \frac{C}{mol} \right)$
Altura del ánodo:	$H_{an} := 1m$
Longitud del ánodo:	$L_{an} := 446m$
Ancho del ánodo:	$W_{an} := 446m$

NOTA: El tamaño de la pila se ha elegido para obtener una potencia similar a la producida por la central térmica de Cercs.

Diámetro de partícula de grafito esférica:	$D_c := 1 \cdot 10^{-5}m$
Nº de planchas de partículas de grafito:	$N_s := \frac{H_{an}}{D_c} = 1 \times 10^5$
Nº de partículas de grafito en cada plancha:	$N_e := 1.14 \cdot \frac{L_{an} \cdot W_{an}}{D_c^2} = 2.268 \times 10^{15}$

NOTA : Recordar que aquí trabaja con grafito, el combustible puede ser otro carbón.

Densidad de corriente de cátodo independiente:	$J_{o,cat} := 500 \left( \frac{A}{m^2} \right)$
--	---

Conductividad de la fase de electrodo:  $\sigma_{c.o} := 1.6 \cdot 10^5 \left( \frac{s}{m^2} \right)$

Densidad de una partícula de grafito:  $\rho_c := 1500 \left( \frac{kg}{m^3} \right)$

Densidad del electrolito:  $\rho_e := 2000 \left( \frac{kg}{m^3} \right)$

Aceleración de la gravedad:  $g = 9.807 \frac{m}{s^2}$

Factor pre-exponencial de la reacción inversa:  $K_b := 5.8 \cdot 10^9 \left( \frac{A}{m^2} \right)$

Temperatura de activación de la reacción inversa:  $E_b := 22175 (K)$

Energía de activación aparente:  $E_a := 2.191 \cdot 10^4 \left( \frac{J}{mol} \right)$

Factor exponencial:  $\sigma_s := \sigma_{s.o} \cdot e^{\left( \frac{-E_a}{R_g \cdot T_{mca}} \right)} = 2.93 \times 10^4 \frac{s}{m^2}$

Coefficiente de transporte de masa de  $CO_2$ :  $K_{co2} := 3.5 \cdot 10^{-2} \left( \frac{m}{s} \right)$

Constante  $r_1$ :  $r_1 := -1.25$

Constante  $r_2$ :  $r_2 := 0.375$

Composición del gas en el cátodo:  $X_{co2} := 0.67$   
 $X_{o2} := 0.33$

Densidad de corriente utilizada:  $J_{mca} := 800 \left( \frac{A}{m^2} \right)$

NOTA : Densidad de corriente óptima según la referencia 24.

"Voidage of the packed bed":  $\epsilon_p := 0.361 \cdot \left( D_c^{-0.038} \right) = 0.559 \frac{1}{m^{0.038}}$

Número de electrones transferidos por mol de grafito:  $n_e := 4$

Constante relacionada con la forma y tamaño de las irregularidades (según la referencia: The friction and lubrication of solids):  
 $c_s := 3$

Tensión en el límite elástico del grafito:  $M := 50 \text{ MPa}$

Variación de entalpía molar de la reacción:  $\Delta h := -393520 \frac{\text{J}}{\text{mol}}$

### Cálculos:

Presión parcial de  $\text{CO}_2$  y  $\text{O}_2$  en el cátodo:

$$p_{\text{co2.cat}} := p_{\text{mca}} \cdot X_{\text{co2}} = 6.789 \times 10^4$$

$$p_{\text{o2.cat}} := p_{\text{mca}} \cdot X_{\text{o2}} = 3.344 \times 10^4$$

Presión parcial de  $\text{CO}_2$  en el ánodo:

$$p_{\text{co2.an}} := p_{\text{mca}} = 1.013 \times 10^5$$

Tasa de consumo de combustible:

$$q_c := \frac{J_{\text{mca}} \cdot W_{\text{an}} \cdot L_{\text{an}}}{n_e \cdot F_f} = 412.325 \frac{\text{mol}}{\text{s}} \quad q_{\text{c.masa}} := q_c \cdot 12 \frac{\text{g}}{\text{mol}} = 4.948 \times 10^3 \frac{\text{g}}{\text{s}}$$

Energía total liberada por unidad de tiempo:

$$\Delta H := \frac{\Delta h}{n_e \cdot F_f} \cdot J_{\text{mca}} \cdot W_{\text{an}} \cdot L_{\text{an}} = -1.623 \times 10^8 \frac{\text{J}}{\text{s}}$$

Entropías de los compuestos en condiciones estándar:

$$S^\circ_{\text{co2}} := 213.7 \frac{\text{J}}{\text{mol} \cdot \text{K}}$$

$$S^\circ_{\text{o2}} := 205.1 \frac{\text{J}}{\text{mol} \cdot \text{K}}$$

$$S^\circ_{\text{graphite}} := 5.74 \frac{\text{J}}{\text{mol} \cdot \text{K}}$$

Variación de entropía de la reacción química:

$$\Delta S := S^\circ_{\text{co2}} - S^\circ_{\text{o2}} - S^\circ_{\text{graphite}} = 2.86 \frac{\text{J}}{\text{mol} \cdot \text{K}}$$

Variación de la energía libre de Gibbs (condiciones estándar):

$$\Delta g_o := \Delta h - 298K \cdot \Delta S = -3.944 \times 10^5 \frac{J}{mol}$$

Ecuación de Nerst:

$$E_o := \frac{-\Delta g_o}{n_e \cdot F_f} = 1.022 \text{ V}$$

$$E := E_o + \frac{R_g \cdot T_{mca}}{n_e \cdot F_f} \cdot \ln \left[ \frac{p_{o2.cat} \cdot (p_{co2.cat})^2}{p_{co2.an}} \right] = 1.602 \text{ V}$$

Pérdidas por cinemática del electrodo, sobrepotencial de activación  
(ecuación Butler-Volmer):

$$V_{act.an} := \frac{R_g \cdot T_{mca}}{2F_f} \cdot \ln \left[ \frac{J_{mca}}{2 \cdot K_b \cdot \exp \left( \frac{-E_b}{T_{mca}} \right)} + \sqrt{\left( \frac{J_{mca}}{2 \cdot K_b \cdot \exp \left( \frac{-E_b}{T_{mca}} \right)} \right)^2 + 1} \right] = 0.091 \text{ V}$$

$$K_{mca} := \frac{R_g \cdot T_{mca}}{2F_f}$$

$$V_{act.cat} := K_{mca} \cdot \ln \left[ \frac{J_{mca}}{2 \cdot J_{o.cat} \cdot (p_{co2.cat})^{r1} \cdot (p_{o2.cat})^{r2}} + \sqrt{\left[ \frac{J_{mca}}{2 \cdot J_{o.cat} \cdot (p_{co2.cat})^{r1} \cdot (p_{o2.cat})^{r2}} \right]^2 + 1} \right]$$

$$V_{act.cat} = 0.574 \text{ V}$$

Estimación de pérdidas óhmicas de acuerdo al trabajo: *Performance analysis of a direct carbon fuel cell with molten carbonate electrolyte (referencia 24):*

$$V_{ohm} := 0.3V$$

Pérdidas por resistencia al transporte de los reactivos llegando al punto de reacción y de los productos abandonando el punto de reacción, sobrepotencial de concentración:

Densidad de corriente límite:

$$J_{lim} := n_e \cdot F_f \cdot K_{co2} \cdot X_{co2} \cdot \frac{\text{mol}}{\text{m}^3} = 9.05 \times 10^3 \frac{\text{A}}{\text{m}^2}$$

Sobrepotencial de concentración:

$$V_{con} := \frac{R_g \cdot T_{mca}}{n_e \cdot F_f} \cdot \ln \left( \frac{J_{lim}}{J_{lim} - J_{mca}} \right) = 2.538 \times 10^{-3} V$$

Potencial generado en una DCFC:

$$V_{mca} := E - V_{act.an} - V_{act.cat} - V_{ohm} - V_{con} = 0.634 V$$

Potencia generada:

$$P_{mca} := V_{mca} \cdot J_{mca} \cdot W_{an} \cdot L_{an} = 100.859 \cdot MW$$

Esta potencia equivale a 36 módulos de DFC3000

Eficiencia:

$$\eta := \frac{-n_e \cdot F_f \cdot V_{mca}}{\Delta h} = 0.622$$

Cálculos de las emisiones y consumos de la central convencional:

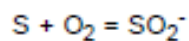
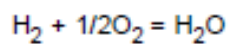
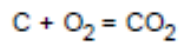
Composición del combustible:

Carbono:	$C_c := 0.5896$
Hidrógeno:	$C_{H_2} := 0.0411$
Nitrógeno:	$C_{N_2} := 0.0113$
Oxígeno:	$C_{O_2} := 0.0845$
Azufre:	$C_s := 0.0124$
Agua:	$C_{H_2O} := 0.164$
Cenizas:	$C_{ash} := 0.1267$

Masas molares:

$M_{CO_2} := 44 \frac{gm}{mol}$	$M_c := 12 \frac{gm}{mol}$	$M_{N_2} := 28 \frac{gm}{mol}$
$M_{H_2O} := 18 \frac{gm}{mol}$	$M_{H_2} := 2 \frac{gm}{mol}$	$M_{O_2} := 32 \frac{gm}{mol}$
$M_{SO_2} := 64 \frac{gm}{mol}$	$M_s := 32 \frac{gm}{mol}$	

Reacciones:



Masa gases de salida (para 1kg de combustible):

$$m_{comb,i} := 1 \frac{kg}{s}$$

$$m_{o2,i} := m_{comb,i} \cdot \left( C_c \cdot \frac{M_{o2}}{M_c} + C_{h2} \cdot \frac{M_{o2}}{2 \cdot M_{h2}} + C_s \cdot \frac{M_{o2}}{M_s} - C_{o2} \right) = 1.829 \, s^{-1} \cdot kg$$

$$m_{co2,i} := m_{comb,i} \cdot \left( C_c \cdot \frac{M_{co2}}{M_c} \right) = 2.162 \, s^{-1} \cdot kg$$

$$m_{h2o,i} := m_{comb,i} \cdot \left( C_{h2} \cdot \frac{M_{h2o}}{M_{h2}} \right) + m_{comb,i} \cdot C_{h2o} = 0.534 \, s^{-1} \cdot kg$$

$$m_{so2,i} := m_{comb,i} \cdot \left( C_s \cdot \frac{M_{so2}}{M_s} \right) = 0.025 \, s^{-1} \cdot kg$$

$$m_{n2,i} := m_{comb,i} \cdot C_{n2} = 0.011 \, s^{-1} \cdot kg$$

Masa gases de salida (para combustible real):

$$m_{comb} := 20.985 \frac{kg}{s}$$

Ajustado para la  
central de Cercs

$$m_{co2} := m_{co2,i} \cdot \frac{m_{comb}}{m_{comb,i}} = 45.367 \, s^{-1} \cdot kg$$

$$m_{h2o} := m_{h2o,i} \cdot \frac{m_{comb}}{m_{comb,i}} = 11.204 \, s^{-1} \cdot kg$$

$$m_{so2} := m_{so2,i} \cdot \frac{m_{comb}}{m_{comb,i}} = 0.52 \, s^{-1} \cdot kg$$

$$m_{n2} := m_{n2,i} \cdot \frac{m_{comb}}{m_{comb,i}} = 0.237 \, s^{-1} \cdot kg$$

Moles gases de salida (para 1kg de combustible):

$$n_{\text{co2}} := \frac{m_{\text{co2,i}} \cdot 1000 \frac{\text{gm}}{\text{kg}}}{M_{\text{co2}}} = 49.133 \text{ s}^{-1} \cdot \text{mol}$$

$$n_{\text{h2o}} := \frac{m_{\text{h2o,i}} \cdot 1000 \frac{\text{gm}}{\text{kg}}}{M_{\text{h2o}}} = 29.661 \text{ s}^{-1} \cdot \text{mol}$$

$$n_{\text{so2}} := \frac{m_{\text{so2,i}} \cdot 1000 \frac{\text{gm}}{\text{kg}}}{M_{\text{so2}}} = 0.388 \text{ s}^{-1} \cdot \text{mol}$$

$$n_{\text{n2}} := \frac{m_{\text{n2,i}} \cdot 1000 \frac{\text{gm}}{\text{kg}}}{M_{\text{n2}}} = 0.404 \text{ s}^{-1} \cdot \text{mol}$$

TOTAL:  $n_{\text{total}} := n_{\text{co2}} + n_{\text{h2o}} + n_{\text{so2}} + n_{\text{n2}} = 79.586 \text{ s}^{-1} \cdot \text{mol}$

Fraciones molares de los componentes de escape:

$$X_{\text{co2}} := \frac{n_{\text{co2}}}{n_{\text{total}}} = 61.737 \cdot \%$$

$$X_{\text{h2o}} := \frac{n_{\text{h2o}}}{n_{\text{total}}} = 37.269 \cdot \%$$

$$X_{\text{so2}} := \frac{n_{\text{so2}}}{n_{\text{total}}} = 0.487 \cdot \%$$

$$X_{\text{n2}} := \frac{n_{\text{n2}}}{n_{\text{total}}} = 0.507 \cdot \%$$



Masa gases de entrada (aire) para 1 kg de combustible:

$$m_{n2,cat,i} := m_{o2,i} \cdot \frac{0.79}{0.21} = 6.88 \text{ s}^{-1} \cdot \text{kg}$$

$$m_{aire,cat,i} := m_{o2,i} + m_{n2,cat,i} = 8.709 \text{ s}^{-1} \cdot \text{kg}$$

Masa gases de entrada (aire) para combustible real:

$$m_{o2} := m_{o2,i} \cdot \frac{m_{comb}}{m_{comb,i}} = 38.381 \text{ s}^{-1} \cdot \text{kg}$$

$$m_{n2,cat} := m_{o2} \cdot \frac{0.79}{0.21} = 144.385 \text{ s}^{-1} \cdot \text{kg}$$

$$m_{aire,cat} := m_{o2} + m_{n2,cat} = 182.766 \text{ s}^{-1} \cdot \text{kg}$$

Cálculo de emisiones y consumos de la pila de combustible:

Composición del combustible:

Carbono:	$C_c := 0.5896$
Hidrógeno:	$C_{H_2} := 0.0411$
Nitrógeno:	$C_{N_2} := 0.0113$
Oxígeno:	$C_{O_2} := 0.0845$
Azufre:	$C_s := 0.0124$
Agua:	$C_{H_2O} := 0.164$
Cenizas:	$C_{ash} := 0.1267$

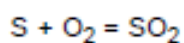
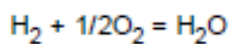
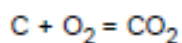
Masas molares:

$M_{CO_2} := 44 \frac{gm}{mol}$	$M_c := 12 \frac{gm}{mol}$	$M_{N_2} := 28 \frac{gm}{mol}$
$M_{H_2O} := 18 \frac{gm}{mol}$	$M_{H_2} := 2 \frac{gm}{mol}$	$M_{O_2} := 32 \frac{gm}{mol}$
$M_{SO_2} := 64 \frac{gm}{mol}$	$M_s := 32 \frac{gm}{mol}$	

Reacciones:



Reacción global de oxidación de carbono simplificada:



Masa gases de salida (para 1kg de combustible):

$$m_{\text{comb},i} := 1 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

$$m_{\text{O}_2,i} := m_{\text{comb},i} \cdot \left( C_c \cdot \frac{M_{\text{O}_2}}{M_c} + C_{\text{H}_2} \cdot \frac{M_{\text{O}_2}}{2 \cdot M_{\text{H}_2}} + C_s \cdot \frac{M_{\text{O}_2}}{M_s} - C_{\text{O}_2} \right) = 1.829 \text{ kg} \cdot \text{s}^{-1}$$

$$m_{\text{CO}_2,i} := m_{\text{comb},i} \cdot \left( C_c \cdot \frac{M_{\text{CO}_2}}{M_c} \right) = 2.162 \text{ kg} \cdot \text{s}^{-1}$$

$$m_{\text{H}_2\text{O},i} := m_{\text{comb},i} \cdot \left( C_{\text{H}_2} \cdot \frac{M_{\text{H}_2\text{O}}}{M_{\text{H}_2}} \right) + m_{\text{comb},i} \cdot C_{\text{H}_2\text{O}} = 0.534 \text{ kg} \cdot \text{s}^{-1}$$

$$m_{\text{SO}_2,i} := m_{\text{comb},i} \cdot \left( C_s \cdot \frac{M_{\text{SO}_2}}{M_s} \right) = 0.025 \text{ kg} \cdot \text{s}^{-1}$$

$$m_{\text{N}_2,i} := m_{\text{comb},i} \cdot C_{\text{N}_2} = 0.011 \text{ kg} \cdot \text{s}^{-1}$$

Masa gases de salida (para combustible real):

$$m_{\text{carbón}} := 4.948 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

Ajustado para la  
central de Cercs

$$m_{\text{comb}} := \frac{m_{\text{carbón}}}{C_c} = 8.392 \text{ kg} \cdot \text{s}^{-1}$$

$$m_{\text{CO}_2} := m_{\text{CO}_2,i} \cdot \frac{m_{\text{comb}}}{m_{\text{comb},i}} = 18.143 \text{ kg} \cdot \text{s}^{-1}$$

$$m_{\text{H}_2\text{O}} := m_{\text{H}_2\text{O},i} \cdot \frac{m_{\text{comb}}}{m_{\text{comb},i}} = 4.481 \text{ kg} \cdot \text{s}^{-1}$$

$$m_{so2} := m_{so2,i} \cdot \frac{m_{comb}}{m_{comb,i}} = 0.208 \text{ kg} \cdot \text{s}^{-1}$$

$$m_{n2} := m_{n2,i} \cdot \frac{m_{comb}}{m_{comb,i}} = 0.095 \text{ kg} \cdot \text{s}^{-1}$$

$$\text{kmol} := 1000 \text{ mol}$$

Moles gases de salida (para 1kg de combustible):

$$n_{co2} := \frac{m_{co2,i} \cdot 1000 \frac{\text{gm}}{\text{kg}}}{M_{co2}} = 49.133 \text{ s}^{-1} \cdot \text{mol}$$

$$n_{h2o} := \frac{m_{h2o,i} \cdot 1000 \frac{\text{gm}}{\text{kg}}}{M_{h2o}} = 29.661 \text{ mol} \cdot \text{s}^{-1}$$

$$n_{so2} := \frac{m_{so2,i} \cdot 1000 \frac{\text{gm}}{\text{kg}}}{M_{so2}} = 0.388 \text{ mol} \cdot \text{s}^{-1}$$

$$n_{n2} := \frac{m_{n2,i} \cdot 1000 \frac{\text{gm}}{\text{kg}}}{M_{n2}} = 0.404 \text{ mol} \cdot \text{s}^{-1}$$

$$\text{TOTAL:} \quad n_{total} := n_{co2} + n_{h2o} + n_{so2} + n_{n2} = 79.586 \text{ mol} \cdot \text{s}^{-1}$$

Fracciones molares de los componentes de escape:

$$X_{co2} := \frac{n_{co2}}{n_{total}} = 61.737 \cdot \%$$

$$X_{h2o} := \frac{n_{h2o}}{n_{total}} = 37.269 \cdot \%$$

$$X_{\text{so}_2} := \frac{n_{\text{so}_2}}{n_{\text{total}}} = 0.487 \cdot \%$$

$$X_{\text{n}_2} := \frac{n_{\text{n}_2}}{n_{\text{total}}} = 0.507 \cdot \%$$

Masa gases de entrada (aire) para 1 kg de combustible:

$$m_{\text{n}_2, \text{cat}i} := m_{\text{o}_2i} \cdot \frac{0.79}{0.21} = 6.88 \text{ kg} \cdot \text{s}^{-1}$$

$$m_{\text{aire, cat}i} := m_{\text{o}_2i} + m_{\text{n}_2, \text{cat}i} = 8.709 \text{ kg} \cdot \text{s}^{-1}$$

Masa gases de entrada (aire) para combustible real:

$$m_{\text{o}_2} := m_{\text{o}_2i} \cdot \frac{m_{\text{comb}}}{m_{\text{comb}i}} = 15.349 \text{ kg} \cdot \text{s}^{-1}$$

$$m_{\text{n}_2, \text{cat}} := m_{\text{o}_2} \cdot \frac{0.79}{0.21} = 57.741 \text{ kg} \cdot \text{s}^{-1}$$

$$m_{\text{aire, cat}} := m_{\text{o}_2} + m_{\text{n}_2, \text{cat}} = 73.09 \text{ kg} \cdot \text{s}^{-1}$$

Cálculo de la potencia transmitida al ciclo de vapor:

$$kJ := 1000J$$

DATOS:

$$m_{CO_2} := 18.143 \frac{kg}{s}$$

$$T_2 := 1273K$$

$$T_3 := 353K$$

$$C_{p_{CO_2,t3}} := \text{FluidProp}\left("C", "T", \frac{T_3}{K}, "P", 101300, "CO_2"\right) \frac{kJ}{kg \cdot K} = 1.572 \cdot \frac{kJ}{kg \cdot K}$$

$$h_{CO_2,t3} := \text{FluidProp}\left("H", "T", \frac{T_3}{K}, "P", 101300, "CO_2"\right) \frac{kJ}{kg} = 345.609 \cdot \frac{kJ}{kg}$$

$$h_{CO_2,t2} := 1114.022 \frac{kJ}{kg}$$

Obtenido de la referencia:

[https://www.ohio.edu/mechanical/thermo/property\\_tables/combustion/CO2\\_enth.html](https://www.ohio.edu/mechanical/thermo/property_tables/combustion/CO2_enth.html)

$$m_{sales} := 95.91 \frac{kg}{s}$$

Gasto másico de las sales obtenido con proporción directa con respecto al gasto de combustible

$$T_{8a} := 1273K$$

$$T_9 := 1023K$$

$$T_{m,sales} := \frac{T_{8a} + T_9}{2} = 1.148 \times 10^3 K$$

Composición de las sales:  $Li_2CO_3 + K_2CO_3$

Cp de cada componente a la temperatura media:

$$C_{p_{Li_2CO_3}} := 2.51 \frac{kJ}{kg \cdot K}$$

$$C_{p_{K_2CO_3}} := 1.514 \frac{kJ}{kg \cdot K}$$

Cp de las sales, considerando la proporción de cada componente:

$$C_{p,sales} := 0.32C_{p_{Li_2CO_3}} + 0.68C_{p_{K_2CO_3}} = 1.833 \cdot \frac{kJ}{kg \cdot K}$$



***Estudio termoeconómico de centrales térmicas  
basadas en células de combustible de carbón.***

LADO DEL GAS CO<sub>2</sub>:

$$Q_{\text{cal.co2}} := m_{\text{co2}} \cdot (h_{\text{co2.t2}} - h_{\text{co2.t3}}) = 13.941 \cdot \text{MW}$$

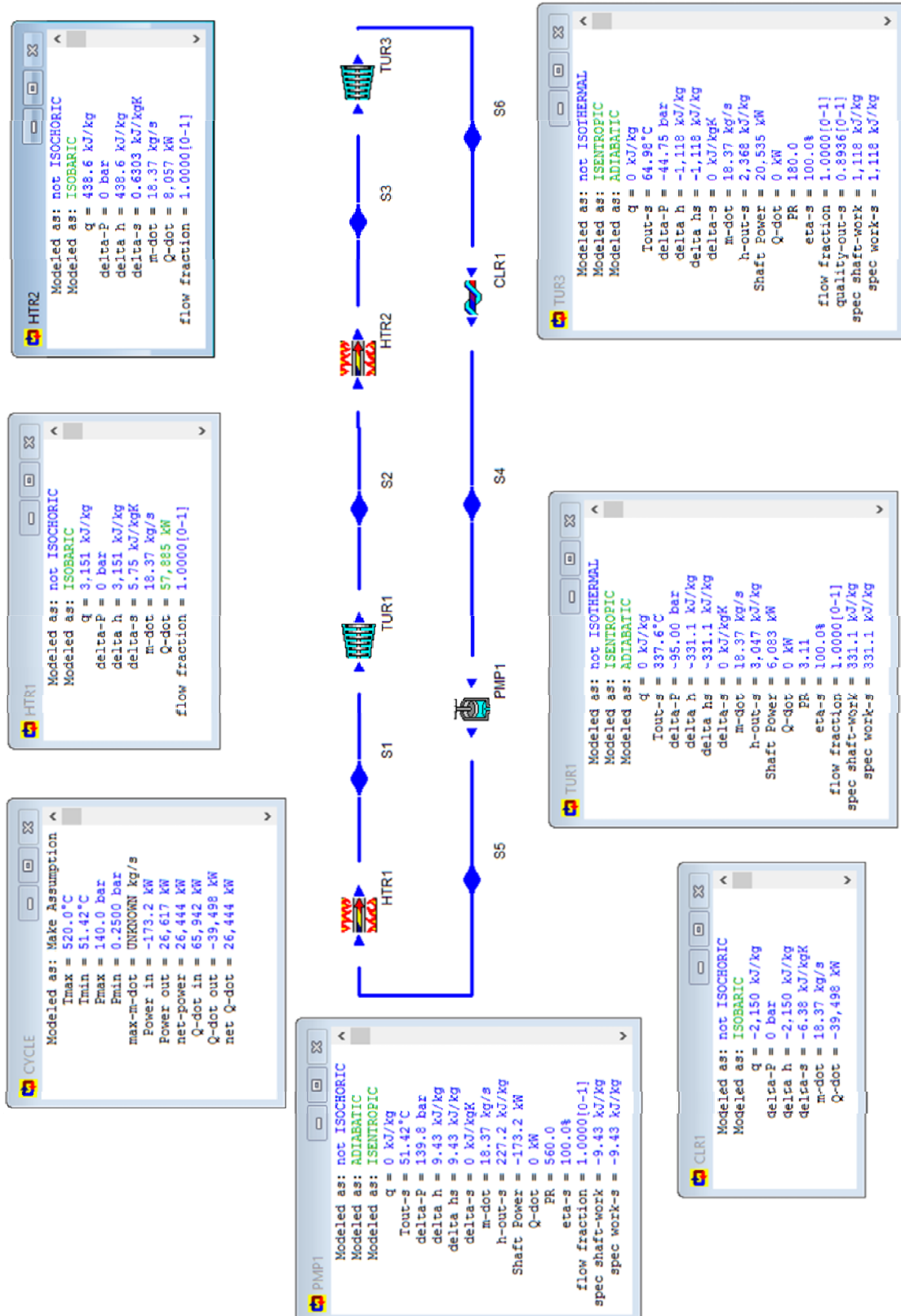
LADO DE LAS SALES:

$$Q_{\text{cal.sales}} := m_{\text{sales}} \cdot C_{p_{\text{sales}}} \cdot (T_{8a} - T_9) = 43.944 \cdot \text{MW}$$

POTENCIA TRANSMITIDA AL CICLO DE VAPOR:

$$Q_{\text{cal}} := Q_{\text{cal.co2}} + Q_{\text{cal.sales}} = 57.885 \cdot \text{MW}$$

Simulación del ciclo de vapor de la central basada en pilas de combustible mediante el software CyclePad:





## Estudio termoeconómico de centrales térmicas basadas en células de combustible de carbón.

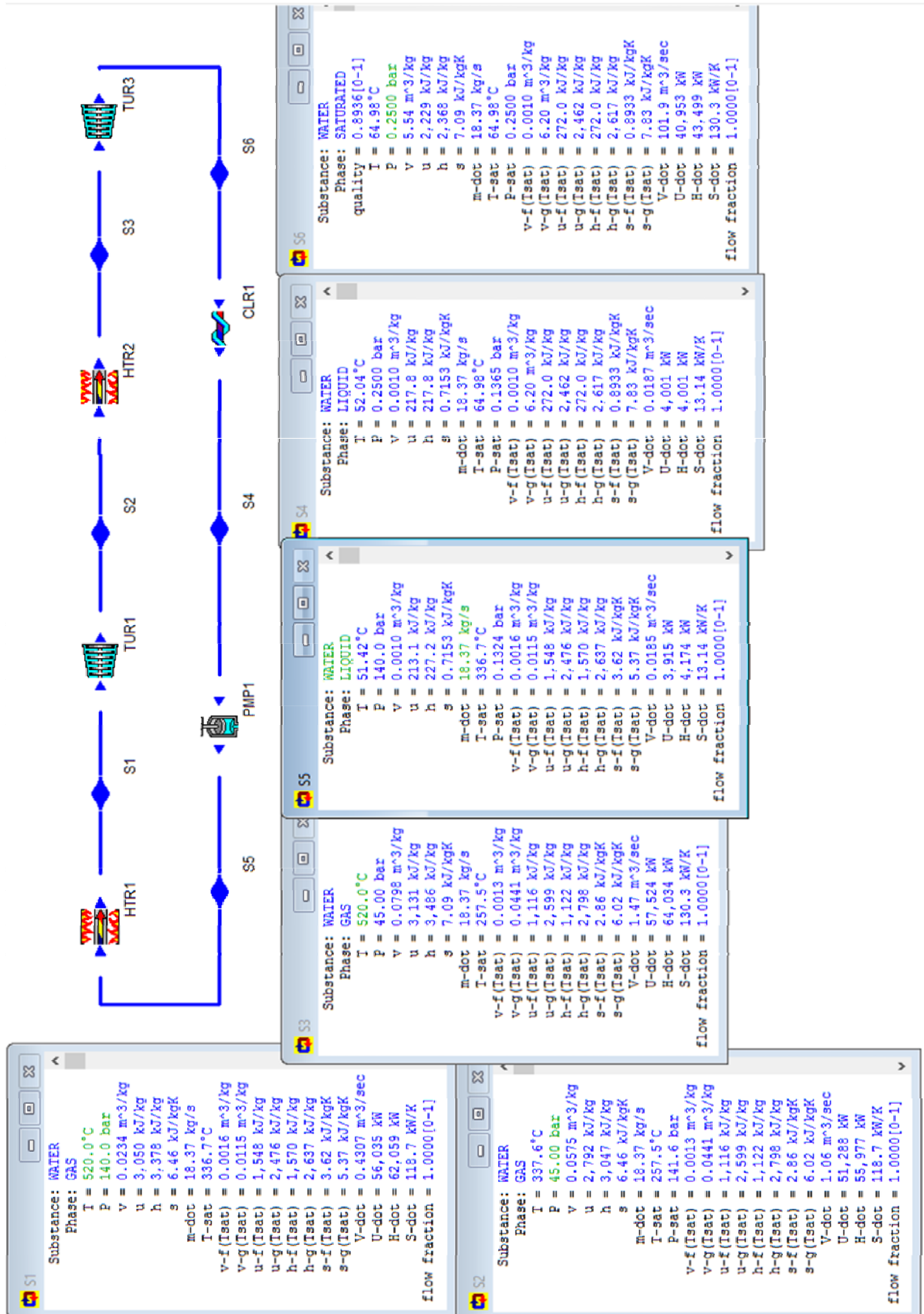


Diagrama detallado de la central teórica basada en pilas de combustible DCFC:

